

CANADA

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

PROVINCE DE QUÉBEC
District de Montréal

No. : R-3824-2012

Régie de l'énergie
DOSSIER: R-3824-2012
DÉPOSÉE EN AUDIENCE
Date: 31 JANVIER 2013
Pièces n°: NON COTÉES

SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO,
société en commandite dûment constituée,
ayant sa principale place d'affaires au 1717,
rue du Havre, en les ville et district de
Montréal, province de Québec,

Demanderesse

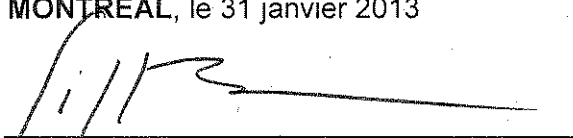
(ci-après désigné « Gaz Métro »)

PLAN DE PLANDOIRIE, AUTORITÉS ET RÉFÉRENCES DE GAZ MÉTRO

- Onglet 1 : Plan d'argumentation
- Onglet 2 : *Committee for Justice and Liberty c. Office national de l'énergie*, [1978] 1 R.C.S. 369, 401
- Onglet 3 : *Nakina (township) c. Canadian National Railway Co.*, (1986) 69 N.R. 124 (C.A.F.)
- Onglet 4 : *Sumas Energy 2, Inc. c. Office national de l'énergie*, 2005 CAF 377, par. 23-2
- Onglet 5 : *NOVA Gas Transmission Ltd*, décision de l'Office national de l'énergie, GH-1-2009
- Onglet 6 : *Hydro Québec et als*, Décision de la Régie de l'énergie, D-2011-083
- Onglet 7 : *Hydro Québec et als*, Décision de la Régie de l'énergie, D-2003-068
- Onglet 8 : *Rio Tinto Alcan Inc. c. Conseil tribal Carrier Sekani*, [2010] 2 R.C.S. 650, par. 70
- Onglet 9 : *Committee for Justice and Liberty Foundation et al. c. Interprovincial Pipe Line Ltd. et al.*, [1982] C.F. 619 (C.A.F.)
- Onglet 10 : *Plan d'action 2006-2012 sur les changements climatiques*
- Onglet 11 : *Politique québécoise de gestion des matières résiduelles*

Régie de l'énergie
DOSSIER: R-3824-2012
PIÈCE NO: B-0039
Date: 31 JANVIER 2013

MONTRÉAL, le 31 janvier 2013


M^e HUGO SIGOUIN-PLASSE
Procureur de la demanderesse

C A N A D A

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

PROVINCE DE QUÉBEC
District de Montréal

No. : R-3824-2012

**SOCIÉTÉ EN COMMANDITE
GAZ MÉTRO**, société en commandite
dûment constituée, ayant sa principale
place d'affaires au 1717, rue du Havre, en
les ville et district de Montréal, province de
Québec,

Demanderesse

(ci-après désigné « Gaz Métro »)

PLAN D'ARGUMENTATION DE GAZ MÉTRO

I. PIÈCES AU SOUTIEN DE LA DEMANDE

- B-0005 à B-0007, Gaz Métro-1, Documents 1 à 3
 - o Documents relatifs à l'injection du biométhane dans le réseau de distribution
- B-0008 à B-0013, Gaz Métro-2, Documents 1 à 6
 - o Documents relatifs à la demande d'autorisation en vertu de l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (« Loi ») et du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie* (« Règlement ») et à l'application du tarif de réception
- B-00014, Gaz Métro-3, Document 1
 - o Documents relatifs à la formule d'achat du biométhane
- B-0022 à B-0027, Gaz Métro-4, Documents 1 à 6
 - o Réponses de Gaz Métro aux demandes de renseignements
- B-0031 à B-0033, Gaz Métro-2, Documents 1, 4 et 6
 - o Pièces révisées
- B-0037, Gaz Métro-6, Document 1
 - o Présentation du panel de Gaz Métro
- B-0038
 - o Pièce Gaz Métro-1, Document 1 du dossier R-3729-2010

II. MISE EN CONTEXTE

1. Par le biais de sa demande, Gaz Métro s'adresse à la Régie notamment afin qu'elle l'autorise à procéder à un projet d'investissement lui permettant d'injecter, dans son réseau de distribution, le biométhane produit par la ville de St-Hyacinthe (« Projet »).
2. Gaz Métro demande également à la Régie de retenir des conclusions recherchées quant à l'application du tarif de réception ainsi que la formule d'achat du biométhane.
3. Par ce projet, Gaz Métro vise les objectifs suivants :
 - a. Diversifier les sources d'approvisionnement et offrir à la clientèle du gaz naturel renouvelable.
 - b. Répondre à la demande de clients désirant produire du biométhane de se raccorder au réseau de distribution de Gaz Métro.
 - c. Permettre le démarrage de la production de biométhane pour en faire du gaz naturel renouvelable au Québec.
 - d. Favoriser la réduction des émissions de gaz à effet de serre.
 - e. Réduire la dépendance face aux sources de transport hors Québec.
 - f. Réduire les contributions au fonds vert ou éventuellement l'achat de droits d'émission.
 - g. Pérenniser l'utilisation d'infrastructures de distribution existantes et éviter de perdre des volumes aux clients qui pourraient consommer du biométhane directement en remplaçant du gaz naturel.
 - h. Augmenter l'intérêt général pour le gaz naturel au bénéfice des clients.
 - NS, volume 1, 30 janvier 2013, p. 19, interrogatoire en chef de Martin Imbleau
 - Pièce B-0037, Gaz Métro-6, Document 1
4. Dans sa décision procédurale D-2012-149, la Régie précisait le cadre des interventions en indiquant ce qui suit :

« La Régie n'entend pas dans ce dossier s'étendre sur la question des mérites environnementaux de la biométhanisation. Elle entend plutôt se pencher, entre autres, sur la question de savoir si les installations pour assurer l'interchangeabilité, la composition et la pression du biométhane satisfont aux critères de la Loi et des décisions de la Régie pour que leur coût soit mis à la charge de l'ensemble des consommateurs de gaz naturel du Québec. » (nous soulignons)
5. Gaz Métro a pris bonne note des orientations que la Régie entend prendre dans ce dossier et soumet que « les critères de la Loi et des décisions de la Régie » font en sorte que la demande devrait être accueillie selon ses conclusions, le tout tel que plus amplement ci-après discuté.

III. CRITÈRES DE LA LOI ET DES DÉCISIONS DE LA RÉGIE

A. COMPÉTENCE DE LA RÉGIE

6. La demande est notamment formulée en vertu des articles 5, 31(5^o), 73 de la Loi ainsi qu'en vertu de l'article 1 du Règlement.
7. Le paragraphe 5^o de l'article 31 de la Loi précise que la Régie a compétence exclusive pour décider de toute autre demande soumise en vertu de la Loi.
8. C'est ainsi que la Régie a compétence exclusive pour statuer sur la présente demande notamment formulée en vertu de l'article 73 de la Loi, lequel se lit comme suit :

« 73. Le transporteur d'électricité, le distributeur d'électricité et les distributeurs de gaz naturel doivent obtenir l'autorisation de la Régie, aux conditions et dans les cas qu'elle fixe par règlement, pour:

 - 1^o acquérir, construire ou disposer des immeubles ou des actifs destinés au transport ou à la distribution; (...) »
9. Une demande formulée en vertu de l'article 73 doit respecter le *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie* (L.R.Q., c. R-6.01, r. 2, « Règlement »).
10. À la lumière du Règlement, une demande d'autorisation :
 - a. est requise pour « acquérir, construire ou disposer des immeubles ou des actifs destinés au transport ou à la distribution ainsi que pour étendre, modifier ou changer l'utilisation du réseau de transport ou de distribution dans le cadre d'un projet de (...) distribution de gaz naturel d'un coût de 1 500 000 \$ et plus lorsque les livraisons annuelles du distributeur sont de 1 milliard de mètres cubes et plus » (nous soulignons);
 - b. doit notamment être accompagnée des renseignements suivants :
 - i) les objectifs visés par le projet;
 - ii) la description du projet;
 - iii) la justification du projet en relation avec les objectifs visés;
 - iv) les coûts associés au projet;
 - v) l'étude de faisabilité économique du projet;
 - vi) la liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois;
 - vii) l'impact sur les tarifs incluant une analyse de sensibilité;
 - viii) l'impact sur la fiabilité du réseau de transport d'électricité et sur la qualité de prestation du service de transport d'électricité ou de distribution d'électricité ou de gaz naturel;
 - ix) le cas échéant, les autres solutions envisagées, accompagnées des renseignements visés aux paragraphes précédents;
 - x) selon la nature du projet, la liste des principales normes techniques qui y seront appliquées.

11. Compte tenu de ces dispositions et des précisions apportées par la Régie dans la décision D-2012-149, afin de donner suite à la demande de Gaz Métro, la Régie doit donc établir si les actifs à l'égard desquels une autorisation est requise sont des « actifs destinés à la distribution (...) dans le cadre d'un projet de distribution de gaz naturel d'un coût de 1 500 000 \$ et plus ».
12. Ensuite, la Régie doit évaluer la preuve soumise, laquelle doit être constituée des renseignements prévus au Règlement.
13. Par ailleurs, lorsqu'elle statue sur la preuve qui lui est soumise, la Régie doit considérer les balises fixées par le législateur à l'article 5 de la Loi.

B. ARTICLE 5 DE LA LOI

14. L'exercice des fonctions de la Régie en vertu de l'article 31(5^o) de la Loi menant à l'examen de la demande de Gaz Métro en vertu de l'article 73 de la Loi, est assujéti à l'article 5 de la Loi, qui prévoit que :

« 5. Dans l'exercice de ses fonctions, la Régie assure la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable du transporteur d'électricité et des distributeurs. Elle favorise la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable et d'équité au plan individuel comme au plan collectif. » (nous soulignons)
15. Ainsi, dans l'évaluation de la preuve soumise conformément à l'article 73 et au Règlement, la Régie doit concilier l'intérêt public, la protection des consommateurs et le traitement équitable du distributeur.
16. La Régie doit de plus favoriser « la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable et d'équité au plan individuel comme au plan collectif ».
17. Bien que le législateur n'ait pas défini la notion d'intérêt public dans la Loi, le libellé de l'article 5 contient des indices sur lesquels la Régie doit se guider lorsqu'elle est amenée à interpréter cette notion.
18. Il appert en effet du libellé de l'article 5 que « l'intérêt public », la « protection des consommateurs » et le « traitement équitable du distributeur » sont nécessairement trois concepts distincts, une interprétation différente viderait le verbe « concilier » de toute signification.
19. Ainsi, la notion d'intérêt public prévue de l'article 5 implique nécessairement qu'elle déborde les intérêts des parties à une instance (notamment le distributeur et les consommateurs).
20. Une telle interprétation est d'ailleurs conforme à la jurisprudence rendue en pareille matière.

21. La jurisprudence de la Cour suprême et de la Cour d'appel fédérale est en effet claire à l'effet que l'intérêt public est un concept qui va au-delà des intérêts particuliers des parties à une instance :

- *Committee for Justice and Liberty c. Canada (Office national de l'énergie)*, [1978]1 R.C.S. 369, p. 401 (j. De Grandpré, dissident sur une autre question), Onglet 2
- *Nakina (Township) c. Canadian National Railway Co.*, (1986) 69 N.R. 124 (C.A.F.), par. 5, Onglet 3
- *Sumas Energy 2, Inc. c. Office national de l'énergie*, 2005 CAF 377, par. 23-24, Onglet 4

22. D'ailleurs, la jurisprudence de l'Office national de l'énergie va dans le même sens :

« L'intérêt public englobe les intérêts de toute la population canadienne; il s'agit d'un équilibre des intérêts économiques, environnementaux et sociaux qui change en fonction de l'évolution des valeurs et des préférences de la société. En tant qu'organisme de réglementation, l'Office doit évaluer la contribution d'un projet au bien public général, et ses inconvénients éventuels, en peser les diverses conséquences et rendre une décision. » (nous soulignons)

- *NOVA Gas Transmission Ltd*, GH-1-2009, p. 2-3, Onglet 5

23. « L'intérêt de la population en générale » s'exprime notamment par le biais des intentions des différents paliers gouvernementaux.

24. D'ailleurs, dans une décision récente, la Régie indiquait que les décisions gouvernementales se devaient d'être prises en considération dans l'évaluation de ce qui constitue l'intérêt public au sens de l'article 5 de la Loi.

- *Hydro-Québec et Newfoundland and Labrador Hydro et SÉ-AQLPA*, D-2011-083, par. 9, Onglet 6
- *Hydro-Québec et als.*, D-2003-068, p. 9 et 10, Onglet 7

25. Les préoccupations sociales ou environnementales font également partie des paramètres que la Régie doit considérer dans l'exercice de sa discrétion, dans l'intérêt public.

- *Rio Tinto Alcan Inc. c. Conseil tribal Carrier Sekani*, [2010] 2 R.C.S. 650, par. 70, Onglet 8
- *Committee for Justice and Liberty Foundation et al. c. Interprovincial Pipe Line Ltd. et al.*, [1982] C.F. 619 (C.A.F.), par. 5, Onglet 9

C. « ACTIFS DESTINÉS À LA DISTRIBUTION »

26. Afin que les coûts d'un actif soient « mis à la charge de l'ensemble des consommateurs de gaz naturel » (D-2012-149), cela implique que cet actif réglementés et que ses coûts sont versés à la base de tarification du distributeur aux fins de l'établissement de ses tarifs.

27. L'article 49 de la Loi précise que lorsque la Régie doit établir la base de tarification en « tenant compte, notamment, de la juste valeur des actifs qu'elle estime prudemment acquis et utiles pour l'exploitation du réseau » de distribution (nous soulignons).
28. Gaz Métro soumet donc qu'aux fins de l'application de l'article 73 et la détermination de ce que constitue « un actif destiné à la distribution », la Régie peut s'appuyer sur les termes de l'article 49 de la Loi.
29. Ainsi, si un actif est « utile à l'exploitation du réseau de distribution », il doit, selon Gaz Métro, constituer un « actif destiné à la distribution » au sens de l'article 73.
30. Par ailleurs, un actif peut être « destiné à la distribution » et « utile à l'exploitation du réseau de distribution » sans toutefois relever du droit exclusif de distribution défini à l'article 63 de la Loi.
31. Gaz Métro détient d'ailleurs des actifs réglementés utiles à l'exploitation du réseau de distribution, versés dans la base de tarification, et donc à la charge de l'ensemble des consommateurs de gaz naturel, sans néanmoins détenir un droit exclusif à leur égard.
 - pièce B-0005, Gaz Métro-1, Document 1, p. 8
 - NS, volume 1, 30 janvier 2013, p. 127, contre-interrogatoire de Jean-François Tremblay

IV. APPLICATION DU CADRE JURIDIQUE À LA PREUVE SOUMISE

A. UN PROJET QUI PERMET DE CONCILIER L'INTÉRÊT PUBLIC, LA PROTECTION DES CONSOMMATEURS ET LE TRAITEMENT ÉQUITABLE DU DISTRIBUTEUR

L'intérêt public

32. En juin 2006, le gouvernement du Québec (« Gouvernement ») a élaboré le *Plan d'action 2006-2012 sur les changements climatiques* (« PACC »), lequel énonce notamment ce qui suit :

« Avec ses vastes forêts, son agriculture dynamique et ses nombreuses municipalités, le Québec recèle d'une richesse peu exploitée actuellement : la biomasse résiduelle. La valorisation de cette biomasse renouvelable peut non seulement permettre la production d'électricité, mais elle peut également contribuer à diminuer la dépendance du Québec aux produits pétroliers par la production de biocarburants qui se substitueront aux énergies fossiles dans la chauffe industrielle, le chauffage résidentiel, commercial et institutionnel ainsi que dans les transports. Dans le cadre de la nouvelle stratégie énergétique le gouvernement favorise donc la valorisation énergétique de la biomasse résiduelle. » (nous soulignons)

- *Plan d'action 2006-2012 sur les changements climatiques*, p. 21, Onglet 10

33. Par l'intermédiaire du PACC, le Gouvernement a adopté une série de mesures visant à réduire les gaz à effet de serre (« GES »), dont la Mesure 15 consistant à « mettre en place des programmes d'aide pour le traitement du fumier ainsi que pour la valorisation énergétique des biomasses agricole, forestière et municipale. » (nous soulignons)

- *Plan d'action 2006-2012 sur les changements climatiques*, p. 30, Onglet 10

34. En novembre 2009, mettant en œuvre la Mesure 15 du PACC et donnant suite à l'annonce effectuée dans le cadre du plan budgétaire 2009-2010 du Gouvernement, le Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs (« MDDEP ») mettait en vigueur le *Programme de traitement des matières organiques par biométhanisation et compostage* (« PTMOBC »).

35. Le PTMOBC vise deux objectifs :

« Réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) au Québec afin de contribuer à l'atteinte de l'objectif québécois de réduction des émissions de GES inscrit dans le Plan d'action 2006-2012 sur les changements climatiques;

Réduire la quantité de matières organiques destinée à l'élimination afin de favoriser la réalisation des objectifs environnementaux prévus à la Politique québécoise de gestion des matières résiduelles. »

- Pièce B-0005, Gaz Métro-1, Document 1, Annexe 1, p. 3

36. En février 2011, le Gouvernement a adopté la *Politique québécoise de gestion des matières résiduelles*, laquelle stipule notamment :

« S'appuyant sur la volonté gouvernementale de bâtir une économie verte et sur l'engagement collectif et individuel des Québécoises et des Québécois à l'égard du développement durable, cette politique veut encourager des comportements plus respectueux de l'environnement et de meilleures pratiques de consommation et de gestion des matières résiduelles. Elle vise à créer une société sans gaspillage qui cherche à maximiser la valeur ajoutée par une saine gestion de ses matières résiduelles, et son objectif fondamental est que la seule matière résiduelle éliminée au Québec soit le résidu ultime. » (nous soulignons, p. 972)

« Les changements climatiques constituent l'un des enjeux majeurs de notre société. Cet enjeu touche d'abord et avant tout la gestion de la matière organique. Or, en ce moment au Québec, la matière organique résiduelle est en grande partie enfouie ou incinérée. Les modes de gestion de cette matière doivent à l'inverse permettre de la valoriser, notamment pour améliorer notre bilan d'émissions de gaz à effet de serre et pour participer à la stratégie énergétique du Québec, qui cherche à mettre en valeur de nouvelles technologies. En effet, lorsqu'elle se trouve en quantité importante, la matière organique résiduelle offre un fort potentiel de création d'une nouvelle filière énergétique verte par la biométhanisation, un procédé qui permet d'en obtenir un biogaz que l'on peut substituer aux carburants fossiles. » (nous soulignons, p. 973)

«Durant l'enfouissement, ces résidus vont se décomposer et entraîner divers impacts nuisibles à l'environnement, dont les émissions de gaz à effet de serre. (...) Afin que la matière organique soit gérée de manière plus respectueuse de l'environnement et que cette gestion contribue à l'activité économique et à l'atteinte des objectifs du plan d'action sur les changements climatiques et de ceux de la stratégie énergétique du Québec, le gouvernement veut la bannir des lieux d'élimination.» (nous soulignons, p. 977)

« Par ailleurs, dans tous les cas où les conditions environnementales, sociales et économiques permettent d'en tirer avantage, le gouvernement veut veiller à ce que la matière organique résiduelle soit traitée de manière à fournir de l'énergie pour remplacer des carburants fossiles. » (nous soulignons, p. 977)

- Gazette officielle du Québec, Partie 2, Décret 100-2011, Onglet 11

37. Il importe de noter que la valorisation du biométhane en vue de son injection dans les réseaux de distribution est également à l'agenda dans d'autres juridictions.

- Pièce B-0005, Gaz Métro-1, Document 1, p. 16 à 18

- Pièce C-SÉ/AQLPA-0006, p. 17 et suivantes

- NS, volume 1, 30 janvier 2013, p. 36, interrogatoire en chef de Martin Imbleau

38. D'ailleurs, madame Kim Cornelissen, qui possède une vaste connaissance sur le développement du marché du biométhane en Suède, est d'avis que « dans un pays industrialisé, il entre dans la « *normalité* » du développement d'un réseau de distribution gazier de comporter notamment du biométhane ».

- Pièce C-SÉ/AQLPA-0002, p. 1 et 2

- Pièce C-SÉ/AQLPA-0006, p. 17

39. Or, malgré l'adoption du PACC et la publication de la *Politique québécoise de gestion des matières résiduelles*, aucun projet d'injection de gaz naturel renouvelable n'a vu le jour depuis l'entrée en vigueur du PTMOBC en novembre 2009.

- Pièce B-0037, Gaz Métro-6, Document 1, p. 6

- NS, volume 1, 30 janvier 2013, p. 174, contre-interrogatoire d'Antoine Gosselin

40. D'ailleurs, l'Union des municipalités du Québec (« UMQ ») a adopté, le 22 février 2012, une résolution par laquelle elle :

« (...) souligne au gouvernement du Québec que la construction, l'opérationnalisation, la mise en service d'infrastructures dédiées à la valorisation des matières organiques et la mise sur pied des services de collecte de ces matières exigent des efforts considérables de la part des municipalités » (nous soulignons)

« [demande au Gouvernement de] Mettre à contribution les ministères et organismes concernés par ce choix de société ainsi qu'Hydro-Québec et Gaz Métro selon leur champ d'intervention pour assurer une cohérence entre les programmes et actions; » (nous soulignons)

- Pièce B-0005, Gaz Métro-1, Document 1, Annexe 2

41. C'est dans ce contexte que Gaz Métro a été sollicitée par le Gouvernement et certaines municipalités afin de faciliter la valorisation du biométhane par le biais de son injection dans le réseau de distribution et, notamment, d'atteindre ainsi les objectifs fixés par le PACC ;
- NS, volume 1, 30 janvier 2013, p. 37, interrogatoire en chef de monsieur Martin Imbleau,
42. La preuve prépondérante démontre qu'il existe peu de moyens de valorisation du biométhane aussi efficace que son injection dans le réseau de distribution. Cette option de valorisation a l'avantage d'augmenter considérablement le couplage « offre et demande » de la manière la plus optimale possible.
- NS, volume 1, 30 janvier 2013, p. 17, interrogatoire en chef de Martin Imbleau
 - NS, volume 1, 30 janvier 2013, p. 197, contre-interrogatoire de Jonathan Théorêt
 - Pièce B-0005, Gaz Métro-1, Document 1, p. 3
 - Pièce C-UMQ-0007, p. 29
 - Pièce C-SÉ/AQLPA-0006, p. 14
43. Dans deux lettres adressées à madame Sophie Brochu, Présidente et Chef de la direction de Gaz Métro, le ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs a d'ailleurs souligné l'importance de l'injection du biométhane municipal dans le réseau de distribution afin d'en permettre une valorisation optimale :
- « Votre engagement, à titre de distributeur de gaz naturel, à acheter le biométhane produit de même qu'à investir, mettre en place et opérer les installations de traitement requises aux fins de contrôle de la composition et de l'interchangeabilité du biométhane, ainsi que les unités de compression de ce biométhane issu des biodigesteurs en vue de l'injection de gaz naturel renouvelable dans votre réseau de distribution de gaz naturel, permettra une utilisation optimale du biométhane pour le projet de la Ville de Saint-Hyacinthe.
- (...)
- Je suis heureux de la conclusion de cette entente de principe qui permet de faciliter le développement de la biométhanisation et l'utilisation optimale du biométhane produit dans le respect du cadre normatif du Programme. Cette approche de partenariat développée par Gaz Métro pourra faciliter la mise en oeuvre d'autres projets de biométhanisation municipaux qui se situent dans un secteur où le réseau de distribution de gaz naturel est présent. » (nous soulignons)
- Pièce B-0005, Gaz Métro-1, Document 1, Annexe 3
 - Voir également la pièce B-0005, Gaz Métro-1, Document 1, Annexe 4

44. La preuve prépondérante démontre également que sans l'apport technique et financier de Gaz Métro au niveau des actifs requis pour le contrôle de l'interchangeabilité, de la composition et de la pression (« Actifs du volet A »), l'injection du biométhane dans le réseau de distribution ne verra pas le jour.
- NS, volume 1, 30 janvier 2013, p. 38, interrogatoire en chef de Martin Imbleau
 - Pièce B- 0005, Gaz Métro-1, Document 1, p. 4
 - Pièce C-UMQ-0007, p. 8
45. Tel qu'indiqué précédemment, le Gouvernement a également demandé à Gaz Métro d'évaluer la possibilité d'aider afin de faciliter la valorisation du biométhane.
- NS, volume 1, 30 janvier 2013, p. 37, interrogatoire en chef de Martin Imbleau
46. L'appui du Gouvernement à l'égard de la participation de Gaz Métro dans le cadre de projet visant l'injection du gaz naturel renouvelable dans le réseau de distribution est non équivoque, tel qu'en fait foi la correspondance du ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs.
- Pièce B-0005, Gaz Métro-1, Document 1, Annexes 3 et 4
47. Par ailleurs, dans l'évaluation de ce qui est conforme à l'intérêt public, la Régie doit aussi considérer que le projet a été conçu de manière à ne pas faire obstacle au libre marché.
- NS, volume 1, 30 janvier 2012, p. 20, ligne 25, interrogatoire en chef de Martin Imbleau
48. À cet égard, Gaz Métro souligne l'absence d'intervention au dossier de la part des courtiers en énergie.
49. Compte tenu de ce qui précède, et tel que plus amplement soutenu par la preuve, le projet visant l'injection du biométhane produit par la ville de Saint-Hyacinthe dans le réseau de distribution est dans l'intérêt public.

La protection des consommateurs

50. Dans l'élaboration du projet soumis à la Régie, Gaz Métro s'est assurée que sa réponse à l'intérêt public permet également de protéger sa clientèle. en conciliant équitablement ces deux préoccupations.
51. En effet, la preuve prépondérante démontre que le Projet permettra à la clientèle de toucher à certains bénéfices quantifiables couvrant en grande partie le revenu requis, soit :
- a. Réduction des coûts reliés aux émissions de gaz à effet de serre.
 - Pièce B-0022, Gaz Métro 4, Document 1, p. 8, réponse à la question 5.1

- NS, volume 1, 30 janvier 2013, p. 23, interrogatoire en chef de Yannick Rasmussen
 - NS, volume 1, 30 janvier 2013, p. 88, contre-interrogatoire de Martin Imbleau
 - NS, volume 1, 30 janvier 2013, p. 206, interrogatoire en chef de Kim Cornelissen
- b. Revenus annuels de distribution de 370 000 \$.
- c. Revenus annuels de distribution non reliés au réseau gazier de l'ordre de 74 022 \$.
- Pièce B-0037, Gaz Métro-6, Document 1, p. 9
52. À ces bénéfices quantifiables s'ajoutent des bénéfices « difficilement quantifiables », mais néanmoins réels, pour la clientèle soit :
- a. Permet de diversifier les approvisionnements.
 - b. Protège contre l'augmentation des coûts des émissions de GES au-delà d'un certain seuil.
 - c. Pérenniser le réseau de gaz naturel en l'adaptant aux nouvelles réalités du Québec.
- NS, volume 1, 30 janvier 2013, p. 19, interrogatoire en chef de Martin Imbleau
 - Pièce B-0037, Gaz Métro-6, Document 1, p. 10
53. Malgré que la recherche de la rentabilité ne soit pas un critère absolu pour reconnaître prudemment acquise et utiles des actifs qui s'apparentent davantage à un projet d'amélioration du réseau, ces bénéfices (quantifiables et difficilement quantifiables) compensent les faibles coûts qui sont portés à la charge de la clientèle de Gaz Métro.
- Pièce B-0037, Gaz Métro-6, Document 1, p. 10
54. L'impact tarifaire découlant du projet serait minimal notamment en raison de la subvention accordée par le PTMOBC, laquelle a été confirmée par lettre du ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs
- Pièce B-0005, Gaz Métro-1, Document 1, p. 20
 - Pièce B-0005, Gaz Métro-1, Document 1, Annexe 3
 - NS, volume 1, 30 janvier 2013, p. 138, interrogatoire en chef de monsieur Yannick Rasmussen.

55. Gaz Métro est d'avis que l'investissement requis pour les Actifs du volet A doit recevoir un traitement similaire aux investissements requis pour l'amélioration du réseau de distribution.
 - NS, volume 1, 30 janvier 2013, p. 116, contre-interrogatoire de Martin Imbleau
56. Les consultations menées pour le compte de Gaz Métro démontrent qu'une faible hausse tarifaire découlant de l'injection de biométhane dans le réseau de distribution n'aurait pas d'impact sur la volonté de la clientèle de demeurer consommateurs de gaz naturel et peut être qualifiée de raisonnable.
 - Pièce B-0005, Gaz Métro-1, Document 1, p. 19
57. Gaz Métro souligne que dans les projets autorisés ou examinés dans d'autres juridictions, la clientèle réglementée est également sollicitée, à différents niveaux.
 - Pièce B-0037, Gaz Métro-6, Document 1, p. 11
 - NS, volume 1, 30 janvier 2013, p. 32, interrogatoire en chef de Jean-François Tremblay
58. Gaz Métro souligne par ailleurs qu'outre la FCEI, aucune association de consommateurs n'est intervenue au dossier afin de s'opposer au projet.
59. Le témoin de la FCEI a indiqué ne pas avoir sondé la position des membres de la FCEI afin de connaître leur opinion à l'égard du projet.
 - NS, volume 1, 30 janvier 2013, p. 179, contre-interrogatoire d'Antoine Gosselin
60. Ainsi, aucune preuve ne permet d'établir que la position de la FCEI est conforme à l'opinion des membres qui la compose, cette position se résume à l'opinion d'un analyste
61. Gaz Métro souligne que sa proposition consistant à verser une partie des coûts des Actifs du volet A se trouve à mi-chemin entre la position défendue respectivement par la FCEI et l'UMQ :
 - a. La FCEI s'oppose à ce que le moindre coût associé aux Actifs du volet A ne soit supporté par l'ensemble de la clientèle de Gaz Métro
 - b. L'UMQ demande que la totalité des coûts reliés aux Actifs du volet A (incluant la portion couverte actuellement par l'aide financière du PTMOBC) soit supportée par l'ensemble de la clientèle.
62. Compte tenu de ce qui précède, et tel qu'il appert plus amplement dans la preuve, le projet visant l'injection du biométhane produit par la ville de Saint-Hyacinthe dans le réseau de distribution protège non seulement les consommateurs mais leur serait également bénéfique.

Le traitement équitable du distributeur

63. Le traitement du distributeur équivaut au traitement qu'il reçoit à l'égard de n'importe quels actifs de distribution.

Favoriser la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable

64. Nul ne remet en question que l'injection de gaz naturel renouvelable dans le réseau de distribution permettrait de favoriser « la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable » au sens de l'article 5 de la Loi.
65. À tout événement, s'il devait exister le moindre doute à cet effet, celui-ci devrait être dissipé par l'appui du ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs ainsi que celui des organismes voués à la protection de l'environnement, tels que le GRAME, le ROEE et SÉ-AQLPA.

Conclusion quant à l'application de l'article 5 à l'égard de la preuve

66. Tel qu'indiqué précédemment, la Régie doit, en vertu de l'article 5, concilier trois concepts dans l'exercice de ses fonctions.
67. La preuve prépondérante démontre que le projet, tel que soumis par Gaz Métro, est la seule option permettant de véritablement concilier ces trois concepts.
68. Cette preuve prépondérante démontre que l'injection de gaz naturel renouvelable dans le réseau de distribution ne pourrait avoir lieu (ce qui serait contraire à l'intérêt public) si, notamment :
- a. Gaz Métro ne prenait pas à sa charge les actifs requis pour s'assurer de l'interchangeabilité, de la composition et de la pression du biométhane (« Actifs du volet A »).
 - b. Les coûts des Actifs du volet A n'étaient pas alloués à l'ensemble de la clientèle par le biais du tarif de distribution.
69. Non seulement le projet permet-il de concilier les trois concepts visés par l'article 5 de la Loi, mais il favorise également la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable.

B. LE PROJET IMPLIQUE DES « ACTIFS DESTINÉS À LA DISTRIBUTION »

70. Gaz Métro demande à la Régie d'autoriser un projet d'investissement en deux volets lui permettant d'injecter le biométhane produit par la Ville.
71. Tel qu'il appert de la preuve, les actifs de chacun des volets sont des actifs destinés à la distribution, donc des actifs réglementés.
72. En effet, les Actifs du volet A sont utiles à l'exploitation du réseau de distribution puisqu'ils permettent à Gaz Métro d'assurer une distribution sécuritaire du gaz naturel renouvelable injecté dans son réseau par la Ville.

73. Ces actifs sont similaires aux actifs dont est munie l'usine LSR permettant d'assurer l'interchangeabilité du gaz naturel transporté par TCPL et à l'égard desquels la Régie a autorisé un investissement d'amélioration d'actifs dans le dossier R-3729-2010.

74. Au soutien de sa demande d'autorisation formulée en vertu de l'article 73 dans le dossier R-3729-2010, Gaz Métro écrivait d'ailleurs ce qui suit :

« Le 8 janvier 2009, l'Office national de l'énergie (« l'ONE ») a rendu une décision autorisant les 2 amendements demandés par TransCanada Pipelines Limited (« TCPL ») à ses « *General terms and conditions* », permettant dorénavant une plage élargie dans les composantes du gaz naturel. Les nouvelles compositions acceptées par l'ONE pourraient engendrer des variations dans la composition du gaz naturel. Ces variations découlent de la mise en valeur de nouveaux gisements conventionnels et non conventionnels de gaz naturel aux États-Unis et au Canada, de l'arrivée en Amérique du Nord de gaz naturel liquéfié et plus récemment, par les perspectives de valorisation de biogaz et de biométhane. L'industrie nord-américaine du transport et de la distribution doit s'adapter à ce nouveau contexte et adopter des règles appropriées d'interchangeabilité du gaz. » (nous soulignons)

- Pièce B-0038, p. 3

75. Le principe de cohérence décisionnelle milite fortement en faveur de la reconnaissance du caractère réglementé des Actifs du volet A.

76. Au surplus, tel qu'il appert de la preuve prépondérante au dossier, Gaz Métro détient l'expertise nécessaire pour opérer les Actifs du volet A alors que ce n'est pas le cas des municipalités.

- Pièce B-0005, Gaz Métro-1, Document 1, p. 4 et 9

- NS, volume 1, 30 janvier 2013, p. 203, interrogatoire en chef de Kim Cornelissen

77. La preuve démontre par ailleurs que Gaz Métro détient et opère déjà des actifs comparables aux Actifs du Volet A.

- Pièce B-0005, Gaz Métro-1, Document 1, p. 8

- Pièce B-0008, Gaz Métro-2, Document 1, p. 6

78. Également, la preuve prépondérante est à l'effet que les municipalités ne désirent pas acquérir et opérer les Actifs du volet A.

79. Quant aux actifs de raccordement (« Actifs du volet B »), la Régie a déjà statué sur leur caractère réglementé.

- R-3732-2010, décision D-2011-108, par. 14

V. TAUX DU TARIF DE RÉCEPTION

80. Dans le cadre de sa demande, Gaz Métro soumet les taux qui seront applicables au point de réception ainsi qu'au point de livraison.
81. Gaz Métro souligne que ces taux ont été établis à partir des méthodes de calcul approuvées par la Régie dans sa décision D-2011-108 relative au dossier R-3732-2010.
82. Conséquemment, Gaz Métro demande à la Régie, dans le cadre du présent dossier, de prendre acte de ces taux.

VI. FORMULE D'ACHAT DU BIOMÉTHANE

83. La preuve démontre que le prix d'achat du biométhane est un élément déterminant de la décision des municipalités d'aller de l'avant, ou non, avec le projet d'injection dans le réseau de distribution.
 - Pièce B-0014, Gaz Métro-3, Document 1, p. 3
 - Pièce C-UMQ-0007, p. 37
84. Notamment, la formule d'achat est fixée pour une période de 20 ans, elle permet notamment aux municipalités d'évaluer la rentabilité à long terme de leur projet dans le cas où ils optent pour la formule avec collier, alors qu'ils accepteraient de supporter une part de risque supplémentaire en choisissant plutôt le coût évité.
85. Par ailleurs, la preuve démontre que la formule est juste pour la clientèle de Gaz Métro, parce qu'elle fixe le prix d'achat en fonction du prix équivalent que paierait un consommateur pour du gaz naturel livré en territoire et qu'elle permet la fixation d'un prix plafond.
86. Il est à noter qu'en fonction d'une telle formule, le prix que Gaz Métro paierait est sensiblement inférieur à celui applicable dans d'autres juridictions.
 - Pièce B-0014, Gaz Métro 3, Document 1, p. 4
87. Finalement, la preuve démontre que la formule d'achat fait en sorte que Gaz Métro ne barre pas la voie au libre marché.
88. En effet, dans l'éventualité où les conditions du marché le permettent, il sera toujours possible pour une municipalité d'acquérir les Actifs du volet A, avant la fin du terme de 20 ans, afin de vendre le gaz naturel renouvelable à un prix différent de celui convenu avec Gaz Métro.
 - NS, volume 1, 30 janvier 2013, p. 40, interrogatoire en chef de Yannick Rasmussen
 - Pièce B-0014, Gaz Métro-3, Document 1, p. 3

LE TOUT RESPECTUEUSEMENT SOUMIS

MONTRÉAL, le 31 janvier 2012

(s) Hugo Sigouin-Plasse

M^e HUGO SIGOUIN-PLASSE

Procureur de la demanderesse

1717, rue du Havre

Montréal (Québec) H2K 2X3

téléphone : (514)-598-3767

télécopieur : (514)-598-3839

courriel : hsigouin-plasse@gazmetro.com

Courriel pour ce dossier :

dossiers.reglementaires@gazmetro.com

IN THE MATTER OF the National Energy Board Act;

DANS L'AFFAIRE DE la Loi sur l'Office national de l'énergie;

AND IN THE MATTER OF an application by Canadian Arctic Gas Pipeline Limited for a certificate of public convenience and necessity for the construction and operation of a natural gas pipeline, under File No. 1555-C46-1;

ET DANS L'AFFAIRE D'une demande présentée sous la cote 1555-C46-1 par Pipeline de gaz arctique canadien Limitée en vue d'obtenir un certificat de commodité et nécessité publiques pour la construction et l'exploitation d'un pipe-line pour le transport du gaz naturel;

AND IN THE MATTER OF applications by Foothills Pipe Lines Ltd., Westcoast Transmission Company Limited and The Alberta Gas Trunk Line (Canada) Limited for certificates of public convenience and necessity for the construction and operation of certain natural gas pipelines, under File Nos. 1555-F2-3, 1555-W5-49 and 1555-A34-1;

ET DANS L'AFFAIRE DES demandes présentées sous les cotes 1555-F2-3, 1555-W5-49 et 1555-A34-1 par Foothills Pipe Lines Ltd., Westcoast Transmission Company Limited et Alberta Gas Trunk Line (Canada) Limited en vue d'obtenir des certificats de commodité et nécessité publiques pour la construction et l'exploitation de certains pipe-lines pour le transport du gaz naturel;

AND IN THE MATTER OF an application by Alberta Natural Gas Company Ltd. for a certificate of public convenience and necessity for the construction and operation of certain extensions to its natural gas pipeline, under File No. 1555-A2-10;

ET DANS L'AFFAIRE D'une demande présentée sous la cote 1555-A2-10 par Alberta Natural Gas Company Ltd., en vue d'obtenir un certificat de commodité et nécessité publiques pour la construction et l'exploitation de certaines extensions à son pipe-line pour le transport du gaz naturel;

AND IN THE MATTER OF a submission by The Alberta Gas Trunk Line Company Limited, under File No. 1555-A5-2;

ET DANS L'AFFAIRE D'une requête présentée par Alberta Gas Trunk Line Company Limited sous la cote 1555-A5-2;

AND IN THE MATTER OF an application by the National Energy Board pursuant to section 28(4) of the Federal Court Act.

ET DANS L'AFFAIRE D'une demande présentée par l'Office national de l'énergie en vertu de l'article 28(4) de la Loi sur la Cour fédérale.

The Committee for Justice and Liberty, The Consumers' Association of Canada, Canadian Arctic Resources Committee *Appellants*;

Committee for Justice and Liberty, L'Association des consommateurs du Canada et Canadian Arctic Resources Committee *Appellants*;

and

et

The National Energy Board, Canadian Arctic Gas Pipeline Limited and The Attorney General of Canada *et al. Respondents*.

L'Office national de l'énergie, Pipeline de gaz arctique canadien Limitée et le procureur général du Canada *et autres. Intimés*.

1976: March 8, 9 and 10; 1976: March 11.

1976: 8, 9 et 10 mars; 1976: 11 mars.

Present: Laskin C.J. and Martland, Judson, Ritchie, Spence, Pigeon, Dickson and de Grandpré JJ.

Présents: Le juge en chef Laskin et les juges Martland, Judson, Ritchie, Spence, Pigeon, Dickson et de Grandpré.

ON APPEAL FROM THE FEDERAL COURT OF APPEAL

EN APPEL DE LA COUR D'APPEL FÉDÉRALE

Administrative law — Judicial review — Boards and tribunals — Natural justice — Bias or apprehended bias — Application for certificate of public necessity — National Energy Board Act, R.S.C. 1970, c. N-6, s. 44.

Droit administratif — Contrôle judiciaire — Offices et tribunaux — Justice naturelle — Partialité ou crainte de partialité — Demande de certificat de nécessité publique — Loi sur l'Office national de l'énergie, S.R.C. 1970, c. N-6, art. 44.

The issue in this appeal arose in connection with the organization of hearings by the National Energy Board to consider competing applications for a Mackenzie Valley pipeline, *i.e.* applications for a certificate of public convenience and necessity under s. 44 of the *National Energy Board Act*, R.S.C. 1970, c. N-6. The Board assigned Mr. Crowe, Chairman of the Board, and two other of its members to be the panel to hear the applications. The appellants were recognised by the Board as "interested persons" under s. 45 of the Act. The appellants objected to the participation of Mr. Crowe as a member of the panel because of reasonable apprehension or reasonable likelihood of bias: Mr. Crowe became Chairman and Chief Executive Officer of the National Energy Board on October, 15, 1973. Immediately prior to that date he was president of the Canada Development Corporation, having assumed that position late in 1971 after first having been a provisional director following the enactment of the *Canada Development Corporation Act*, 1971 (Can.), c. 49. The objects of that Corporation included assisting in business and economic development and investing in shares, securities, ventures, enterprises and property to that end. As Corporation president and as its representative Mr. Crowe was associated with the Gas Arctic-Northwest Project Study Group which considered the physical and economic feasibility of a northern natural gas pipeline to bring natural gas to southern markets. The Agreement setting up the Study Group brought together two groups of companies which merged their efforts and pursuant to the agreement set up two companies of which Canadian Arctic Gas Pipeline Limited was one. Mr. Crowe was an active participant in the Study Group as a member of its Management Committee and a member and subsequently vice-chairman of its Finance, tax and accounting committee and during his period of membership of the Management Committee he participated in the seven meetings held during that time and joined in a unanimous decision of the Committee on June 27, 1973, respecting the ownership and routing of a Mackenzie Valley pipeline. The Canada Development Corporation remained a full participant in the Study Group until long after the applications were made for certificates of public convenience and necessity and until after the hearings had commenced, in effect to the time of the

La question en litige dans le présent pourvoi a été soulevée à l'occasion de la préparation des audiences devant l'Office national de l'énergie pour l'examen des demandes en conflit au sujet d'un pipe-line dans la vallée du Mackenzie. Il s'agissait de demandes de certificats de commodité et de nécessité publiques en vertu de l'art. 44 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. L'Office désigna M. Crowe, son président, et deux de ses membres pour entendre les demandes. Les appelants ont été reconnus par l'Office comme des «personnes intéressées» en vertu de l'art. 45 de la Loi. Les appelants se sont opposés à ce que M. Crowe siège en l'instance parce qu'il pouvait y avoir une cause raisonnable de crainte ou une probabilité raisonnable de partialité. Crowe est devenu président et fonctionnaire exécutif en chef de l'Office national de l'énergie le 15 octobre 1973. Jusqu'à cette date, il était président de la Corporation de développement du Canada, poste qu'il occupait depuis la fin de 1971, après avoir été un des administrateurs provisoires à la suite de l'adoption de la *Loi sur la Corporation de développement du Canada*, 1971 (Can.), c. 49. Les objets de la Corporation comprenaient l'aide aux entreprises et au développement économique et des investissements à cette fin dans des actions, valeurs, initiatives, entreprises et biens. En qualité de président et de représentant de la Corporation, M. Crowe fut membre du Gas Arctic-Northwest Project Study Group qui étudia la praticabilité physique et économique d'un pipe-line de gaz naturel reliant le grand nord au sud du pays. La Convention mettant sur pied le groupe d'étude réunissait deux groupes de compagnies qui mirent en commun leurs efforts et, conformément à la convention, créèrent deux compagnies dont l'une était Pipe-line de gaz arctique canadien Limitée. M. Crowe participait activement au groupe d'étude en qualité de membre de son comité de direction et comme membre et subséquemment comme vice-président du comité des finances, des impôts et de la comptabilité; à titre de membre du comité de direction, il a assisté aux sept réunions tenues par le comité pendant cette période et il a participé à la décision unanime de ce dernier le 27 juin 1973, concernant la propriété et le tracé du pipe-line de la vallée du MacKenzie. La Corporation de développement du Canada a continué de participer à part entière au groupe d'étude longtemps après le dépôt des demandes

reference of the question of reasonable apprehension of bias in Mr. Crowe to the Federal Court of Appeal. Further, during the period of Mr. Crowe's association with the Study Group as the representative of the Canada Development Corporation the latter contributed \$1,200,000 to the Study Group as its share of expenses. The National Energy Board referred to the Federal Court of Appeal the following question, "Would the Board err in rejecting the objection and in holding that Mr. Crowe was not disqualified from being a member of the panel on grounds of reasonable apprehension or reasonable likelihood of bias?" pursuant to the Federal Court Act, 1970-71-72 (Can.), c. 1, s. 28(4). That Court answered in the negative.

Held (Martland, Judson and de Grandpré JJ. dissenting): The appeal should be allowed.

Per Laskin C.J. and Ritchie, Spence, Pigeon and Dickson JJ.: In dealing with applications under s. 44 of the *National Energy Board Act*, the function of the Board is quasi-judicial, or, at least, is a function which the Board must discharge in accordance with the rules of natural justice: and if not necessarily the full range of such rules as would apply to a Court (though the Board is a court of record under s. 10 of the Act) certainly to a degree that would reflect integrity of its proceedings and impartiality in the conduct of those proceedings. A reasonable apprehension of bias arises where there exists a reasonable probability that the judge might not act in an entirely impartial manner. The issue in this situation was not one of actual bias. Thus the facts that Mr. Crowe had nothing to gain or lose either through his participation in the Study Group or in making decisions as chairman of the National Energy Board and that his participation in the Study Group was in a representative capacity became irrelevant. The participation of Mr. Crowe in the discussions and decisions leading to the application by Canadian Arctic Gas Pipeline Limited for a certificate did however give rise to a reasonable apprehension, which reasonably well-informed persons could properly have, of a biased appraisal and judgment of the issues to be determined. The test of probability or reasoned suspicion of bias, unintended though the bias may be, is grounded in the concern that there be no lack of public confidence in the impartiality of adjudicative agencies, and emphasis is added to this concern in this case by the fact that the Board is to have regard for the public interest.

Per Martland, Judson and de Grandpré JJ. dissenting: The proper test to be applied was correctly expressed by

de certificat de commodité et nécessité publiques et après l'ouverture des audiences, en fait, jusqu'à ce que la question relative à la crainte de partialité de la part de M. Crowe soit soumise à la Cour d'appel fédérale. En outre, durant la période où M. Crowe a participé au groupe d'étude, à titre de représentant de la Corporation de développement du Canada, celle-ci a contribué 1.2 million de dollars aux dépenses occasionnées par les activités du groupe d'étude. Conformément à la *Loi sur la Cour fédérale*, 1970-1971-1972 (Can.), c. 1, art. 28(4), l'Office national de l'énergie a déféré la question suivante à la Cour d'appel fédérale: «l'Office ferait-il erreur en rejetant les objections et en statuant que M. Crowe n'est pas inhabile à faire partie du comité pour cause de crainte ou probabilité raisonnable de partialité?» Cette Cour a répondu par la négative.

Arrêt (les juges Martland, Judson et de Grandpré étant dissidents): Le pourvoi doit être accueilli.

Le juge en chef Laskin et les juges Ritchie, Spence, Pigeon et Dickson: Le rôle de l'Office, lorsqu'il se prononce sur une demande présentée en vertu de l'art. 44 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, est quasi judiciaire ou, du moins, doit être exercé conformément aux principes de justice naturelle; et s'il n'est pas nécessairement soumis à toutes les règles qui s'appliquent à un tribunal (bien que l'Office soit une cour d'archives en vertu de l'art. 10 de la Loi) il l'est certainement à un degré suffisant pour être tenu de manifester l'intégrité de sa procédure et son impartialité. Il y a crainte raisonnable de partialité lorsqu'il y a une probabilité raisonnable que le juge n'agisse pas de manière tout à fait impartiale. Aucune question de partialité réelle n'est soulevée en l'espèce. Le fait que M. Crowe n'avait rien à gagner ni à perdre, en participant au groupe d'étude ou en rendant des décisions en qualité de président de l'Office national de l'énergie et qu'il participait au groupe d'étude en qualité de représentant n'est pas pertinent. La participation de M. Crowe aux discussions et décisions menant à la demande faite par Pipeline de gaz arctique canadien Limitée en vue d'obtenir un certificat a pu donner naissance, chez des personnes assez bien renseignées, à une crainte raisonnable de partialité dans l'appréciation des questions à trancher. Ce critère de probabilité ou crainte raisonnable de partialité, quelque involontaire que soit cette partialité, se fonde sur la préoccupation qu'il ne faut pas que le public puisse douter de l'impartialité des organismes ayant un pouvoir décisionnel et cette préoccupation se retrouve en l'espèce puisque l'Office est tenu de prendre en considération l'intérêt du public.

Les juges Martland, Judson et de Grandpré, dissidents: La Cour d'appel a défini avec justesse le critère

the Court of Appeal. The apprehension of bias must be a reasonable one, held by reasonable and right minded persons, applying themselves to the question and obtaining thereon the required information, the test of "what would an informed person, viewing the matter realistically and practically—conclude?" There is no real difference between the expression found in the decided cases "reasonable apprehension of bias", "reasonable suspicion of bias" or "real likelihood of bias" but the grounds for the apprehension must be substantial. The question of bias in a member of a court of justice cannot be examined in the same light as that in a member of an administrative tribunal entrusted with an administrative discretion. While the basic principle that natural justice must be rendered is the same its application must take into account the special circumstances of the tribunal. By its nature the National Energy Board must be staffed with persons of experience and expertise. The considerations which underlie its operations are policy oriented. The basic principle in matters of bias must be applied in the light of the circumstances of the case at bar. The Board is not a court nor is it a quasi-judicial body. In hearing the objection of interested parties and in performing its statutory function the Board has the duty to establish a balance between the administration of policies which they are duty bound to apply and the protection of the various interests spelled out in s. 44 of the Act. In reaching its decision the Board draws upon its experience, upon that of its own experts and upon that of all agencies of the Government of Canada. The Board is not and cannot be limited to deciding the matter on the sole basis of the representations made before it. In the circumstances of the case the Court of Appeal rightly concluded that no reasonable apprehension of bias by reasonable, right minded and informed persons exists.

[*Ghirardosi v. Minister of Highways for British Columbia*, [1966] S.C.R. 367; *Blanchette v. C.I.S. Ltd.*, [1973] S.C.R. 833; *Szilard v. Szasz*, [1955] S.C.R. 3 referred to.]

APPEAL from a judgment of the Federal Court of Appeal¹ which answered in the negative a question referred to it by the National Energy Board. Appeal allowed, Martland, Judson, and de Grandpré JJ. dissenting.

¹ [1976] 2 F.C. 20.

applicable. La crainte de partialité doit être raisonnable et le fait d'une personne sensée et raisonnable qui se poserait elle-même la question et prendrait les renseignements nécessaires à ce sujet. Ce critère consiste à se demander «à quelle conclusion en arriverait une personne bien renseignée qui étudierait la question... de façon réaliste et pratique?». Il n'y a pas de différence véritable entre les expressions que l'on retrouve dans la jurisprudence, qu'il s'agisse de «crainte raisonnable de partialité», «de soupçon raisonnable de partialité», ou «de réelle probabilité de partialité», mais les motifs de crainte doivent être sérieux. La question de la partialité ne peut être examinée de la même façon dans le cas d'un membre d'un tribunal judiciaire que dans le cas d'un membre d'un tribunal administratif que la loi autorise à exercer ses fonctions de façon discrétionnaire. Le principe fondamental est le même: la justice naturelle doit être respectée. En pratique cependant, il faut prendre en considération le caractère particulier du tribunal. De par la nature même de l'organisme, les membres de l'Office national de l'énergie doivent être expérimentés et compétents. Les considérations sur lesquelles se fondent ses activités sont d'ordre politique. Le principe fondamental régissant les questions de partialité doit s'appliquer à la lumière des circonstances en l'espèce. L'Office n'est pas un tribunal judiciaire ni un organisme quasi judiciaire. En étudiant les objections des parties intéressées et en exerçant les fonctions que lui a attribuées la loi, l'Office est tenu de maintenir l'équilibre entre les lignes de conduite qu'il a l'obligation d'appliquer et la protection des différents intérêts mentionnés à l'art. 44 de la Loi. Pour parvenir à une décision, l'Office se fonde sur son expérience, sur celle de ses experts et celle de tous les organismes du gouvernement du Canada. Il est évident que l'Office ne peut être obligé de se fonder uniquement sur les représentations qui lui sont faites pour trancher la question. Compte tenu des circonstances en l'espèce, la Cour d'appel a eu raison de conclure que des personnes sensées, raisonnables et bien informées ne pouvaient avoir de crainte raisonnable de partialité.

[Arrêts mentionnés: *Ghirardosi c. Le Ministre de la Voirie de la Colombie-Britannique*, [1966] R.C.S. 367; *Blanchette c. C.I.S. Ltd.*, [1973] R.C.S. 833; *Szilard c. Szasz*, [1955] R.C.S. 3.]

POURVOI contre un arrêt de la Cour d'appel fédérale¹ qui a répondu par la négative à une question déferée par l'Office national de l'énergie. Pourvoi accueilli, les juges Martland, Judson et de Grandpré étant dissidents.

¹ [1976] 2 C.F. 20.

Ian Binnie, and R. J. Sharpe, for the appellants.

Hyman Soloway, Q.C., and R. D. McGregor, for the National Energy Board.

G. W. Ainslie, Q.C., for the Attorney General of Canada.

D. M. M. Goldie, Q.C., for Canadian Arctic Gas Pipeline Ltd.

R. J. Gibbs, Q.C., and G. J. Gorman, Q.C., for Foothills Pipe Lines Ltd.

John Hopwood, Q.C., for Alberta Gas Trunk Line Co. Ltd.

W. G. Burke-Robertson, Q.C., for Alberta Gas Trunk Line (Canada) Ltd.

B. A. Crane, for Trans-Canada Pipelines Ltd.

J. R. Smith, Q.C., for Alberta Natural Gas Co. Ltd.

The judgment of Laskin C.J. and Ritchie, Spence, Pigeon and Dickson JJ. was delivered by

THE CHIEF JUSTICE—On March 11, 1976, this Court gave judgment in an appeal from a decision of the Federal Court of Appeal which answered in the negative a question referred to it by the National Energy Board pursuant to s. 28(4) of the *Federal Court Act, 1970-71-72 (Can.)*, c. 1. The question so referred was as follows:

Would the Board err in rejecting the objections and in holding that Mr. [Marshall] Crowe was not disqualified from being a member of the panel on grounds of reasonable apprehension or reasonable likelihood of bias?

This Court allowed the appeal, set aside the decision of the Federal Court of Appeal and declared that the question should be answered in the affirmative. It stated in its formal judgment on March 11, 1976 that reasons of the majority and dissenting judges would be delivered later. The reasons of the majority now follow.

The issue referred to the Federal Court of Appeal and which came by leave to this Court arose in connection with the organization of hearings by the National Energy Board to consider

Ian Binnie, et R. J. Sharpe, pour les appelants.

Hyman Soloway, c.r., et R. D. McGregor, pour l'Office national de l'énergie.

G. W. Ainslie, c.r., pour le procureur général du Canada.

D. M. M. Goldie, c.r., pour Pipeline de gaz arctique canadien Limitée.

R. J. Gibbs, c.r., et G. J. Gorman, c.r., pour Foothills Pipe Lines Ltd.

John Hopwood, c.r., pour Alberta Gas Trunk Line Co. Ltd.

W. G. Burke-Robertson, c.r., pour Alberta Gas Trunk Line (Canada) Ltd.

B. A. Crane, pour Trans-Canada Pipelines Ltd.

R. J. Smith, c.r., pour Alberta Natural Gas Co. Ltd.

Le jugement du juge en chef Laskin et des juges Ritchie, Spence, Pigeon et Dickson a été rendu par

LE JUGE EN CHEF—Le 11 mars 1976, cette Cour a rendu jugement sur le pourvoi à l'encontre de l'arrêt de la Cour d'appel fédérale qui a répondu négativement à la question déferée par l'Office national de l'énergie, en vertu du par. (4) de l'art. 28 de la *Loi sur la Cour fédérale, 1970-71-72 (Can.)*, c. 1. La question déferée est la suivante:

L'Office ferait-il erreur en rejetant les objections et en statuant que M. [Marshall] Crowe n'est pas inhabile à faire partie du comité pour cause de crainte ou probabilité raisonnable de partialité?

Cette Cour a accueilli le pourvoi, infirmé l'arrêt de la Cour d'appel fédérale et statué qu'il fallait répondre affirmativement à la question. Le jugement du 11 mars 1976 précisait que les motifs de la majorité et des juges dissidents seraient remis plus tard. Voici les motifs de la majorité.

La question déferée à la Cour d'appel fédérale et, sur autorisation, soumise à cette Cour, a été soulevée à l'occasion de la préparation des audiences devant l'Office national de l'énergie pour l'exa-

competing applications for a Mackenzie Valley pipeline, that is, applications for a certificate of public convenience and necessity under s. 44 of the *National Energy Board Act*, R.S.C. 1970, c. N-6. One of the applications, filed on March 21, 1974 by Canadian Arctic Gas Pipeline Limited was in respect of a proposed natural gas pipeline and associated works to move natural gas in an area of the Northwest Territories (the Mackenzie River Delta and Beaufort Basin) to markets in southern Canada and also to move natural gas in Alaska to markets in other states of the United States. This application was supplemented by other material filed on January 23, 1975, on March 10, 1975 and on May 8, 1975. The competing application, filed in March, 1975 by Foothills Pipe Lines Ltd., was for a natural gas pipeline to move natural gas only from the area in the Northwest Territories, mentioned above, to southern Canada markets and not from Alaska as well.

On April 17, 1975, the National Energy Board assigned Mr. Crowe, Chairman of the Board and two other members (of the eight members in all who then constituted the Board) to be the panel, with Mr. Crowe presiding, to hear the applications, beginning on October 27, 1975. Under s. 45 of its governing statute the Board was empowered to give standing at its s. 44 hearings to "interested persons", and it was then obliged to hear their objections to the granting of a certificate of public convenience and necessity. The three appellants in this case, The Committee for Justice and Liberty Foundation, The Consumers' Association of Canada and the Canadian Arctic Resources Committee were recognized by the Board as "interested persons" as were other organizations and individuals. In all, some 88 parties were represented at the commencement of the hearings, and of these 80 indicated that they had no objection to Mr. Crowe continuing as a member and presiding over the hearings. One of the non-objectors was Canadian Arctic Gas Pipeline Limited, one of the applicants for a certificate. It was its counsel who raised on July 9, 1975 the question of reasonable apprehension of bias on Mr. Crowe's part in favour of his client by reason of Mr. Crowe's association with a

men des demandes en conflit au sujet d'un pipeline dans la vallée du Mackenzie. Il s'agit des demandes de certificats de commodité et nécessité publiques, en vertu de l'art. 44 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, S.R.C. 1970, c. N-6. Une des demandes, déposée le 21 mars 1974 par Pipeline de gaz arctique canadien Limitée, vise un projet de pipe-line et d'ouvrages connexes pour transporter du gaz naturel d'une région des Territoires du Nord-ouest (le delta de la rivière Mackenzie et le bassin Beaufort) jusqu'au sud du Canada ainsi que pour transporter du gaz naturel de l'Alaska à d'autres états américains. Des documents supplémentaires à l'appui de cette demande ont été déposés les 23 janvier, 10 mars et 8 mai 1975. L'autre demande, déposée en mars 1975 par Foothills Pipe Lines Ltd., vise la construction d'un pipe-line seulement pour transporter du gaz naturel de la région susmentionnée des Territoires du Nord-ouest jusqu'au sud du Canada méridional et non pas en partant également de l'Alaska.

Le 17 avril 1975, l'Office national de l'énergie désigna M. Crowe, son président, et deux des huit autres membres pour entendre les demandes, sous la présidence de M. Crowe, à compter du 27 octobre 1975. En vertu de l'art. 45 de sa loi constitutive, l'Office est habilité à reconnaître aux «personnes intéressées» le droit d'intervenir aux auditions prévues à l'art. 44, et il doit ensuite entendre leurs objections à la délivrance d'un certificat de commodité et nécessité publiques. Les trois appelants en l'espèce, le Committee for Justice and Liberty Foundation, l'Association des consommateurs du Canada et le Canadian Arctic Resources Committee ont été reconnus par l'Office comme des «personnes intéressées», de même que d'autres associations et individus. En tout, quelque 88 parties étaient représentées au début des audiences et de celles-ci, 80 ont indiqué qu'elles n'avaient aucune objection à ce que M. Crowe siège en l'instance et préside les audiences. Pipeline de gaz arctique canadien Limitée, une des parties qui demandent un certificat, est de ceux qui n'avaient pas objection. C'est cependant son avocat qui, le 9 juillet 1975, a suggéré que l'on se demande s'il pouvait y avoir cause raisonnable de crainte de partialité chez M. Crowe en faveur de

Study Group out of whose deliberations and decisions the applicant was born.

When the hearings opened on October 27, 1975 as scheduled, Mr. Crowe read a statement detailing his involvement with the Study Group. Objections were then invited. In the result, the question mentioned at the beginning of the reasons was referred to the Federal Court of Appeal on October 29, 1975. I turn now to deal with the facts upon which the issue of reasonable apprehension of bias is raised.

Mr. Marshall Crowe became Chairman of the National Energy Board and its Chief Executive Officer on October 15, 1973. Immediately prior to that date he was president of the Canada Development Corporation, assuming that position late in 1971, after first being a provisional director following the enactment of the *Canada Development Corporation Act* by 1971 (Can.), c. 49. The principal objects of this corporation, then wholly-owned by the Government of Canada, are set out in s. 6(1) of its constituent Act which reads as follows:

6. (1) The objects of the company are:

(a) to assist in the creation or development of businesses, resources, properties and industries of Canada;

(b) to expand, widen and develop opportunities for Canadians to participate in the economic development of Canada through the application of their skills and capital;

(c) to invest in the shares or securities of any corporation owning property or carrying on business related to the economic interests of Canada; and

(d) to invest in ventures or enterprises, including the acquisition of property, likely to benefit Canada;

and shall be carried out in anticipation of profit and in the best interests of the shareholders as a whole.

As president of the Canada Development Corporation and as its representative, Mr. Crowe became associated with the Gas Arctic-Northwest Project Study Group which, pursuant to an agree-

sa cliente parce qu'il avait fait partie d'un groupe de travail dont les délibérations et décisions avaient abouti à la constitution de la requérante.

A l'ouverture des audiences à la date prévue, le 27 octobre 1975, M. Crowe a lu une déclaration exposant en détail sa participation au groupe d'étude. On a ensuite demandé aux parties de faire valoir leurs objections. Finalement la question énoncée au début a été déferée à la Cour d'appel fédérale, le 29 octobre 1975. J'en viens maintenant aux faits sur lesquels on prétend fonder la crainte raisonnable de partialité.

Monsieur Marshall Crowe est devenu président et fonctionnaire exécutif en chef de l'Office national de l'énergie le 15 octobre 1973. Jusqu'à cette date, il était président de la Corporation de développement du Canada, poste qu'il occupait depuis la fin de 1971, après avoir été un des administrateurs provisoires à la suite de l'adoption de la *Loi sur la Corporation de développement du Canada*, 1971 (Can.), c. 49. Les principaux objets de cette compagnie, dont toutes les actions étaient alors détenues par le gouvernement du Canada, sont énoncés au par. (1) de l'art. 6 de sa loi constitutive, comme suit:

6. (1) La compagnie a pour objets:

a) d'aider à la création ou au développement d'entreprises, de ressources, de biens et d'industries du Canada;

b) d'augmenter, d'élargir et de développer, pour les Canadiens, les possibilités de participation au développement économique du Canada, en utilisant leurs compétences et leurs capitaux;

c) d'investir dans les actions ou valeurs de toute corporation qui est propriétaire de biens au Canada ou qui fait des affaires se rattachant aux intérêts économiques du Canada; et

d) d'investir dans des initiatives ou entreprises qui profiteront vraisemblablement au Canada, entre autres choses par l'acquisition de biens;

la compagnie doit réaliser ces objets en vue d'un bénéfice et au mieux des intérêts de l'ensemble des actionnaires.

En qualité de président et de représentant de la Corporation de développement du Canada, M. Crowe fut membre du Gas Arctic-Northwest Project Study Group. C'est en vertu d'une conven-

ment of June 1, 1972 (hereinafter referred to as the Study Group Agreement) embarked on a consideration of the physical and economic feasibility of a northern natural gas pipeline to bring natural gas to southern markets.

The Study Group Agreement brought together two groups of companies which had previously been exploring separately the feasibility of a natural gas pipeline. The participating companies merged their efforts and resources to that end, and pursuant to the Study Group Agreement they set up two companies, Canadian Arctic Gas Study Limited and Canadian Arctic Gas Pipeline Limited. The first-mentioned company was the vehicle for seeing to the various studies involved in carrying out the pre-construction purposes of the Study Group, and the second company, which was incorporated on November 3, 1972, was to be the operating vehicle which would apply for permission to build the pipeline in implementation of the project. Article 1, s. 2 of the Study Group Agreement set out the purposes of the association of the participating companies as follows:

2. The principal purpose of the Study Group shall be: (a) the conduct of research, experimental and feasibility studies, testing and planning to determine whether the construction and operation of a gas pipeline from Northern Alaska and Northwestern Canada to locations on the border between Canada and the lower 48 states of the United States (hereinafter referred to as the Project) are feasible and desirable in light of relevant physical, environmental and economic data, terms and conditions of available financing, applicable legal requirements and governmental considerations; and if so, (b) the preparation and completion of such studies, exhibits and other data as may be required for the filing of applications with government agencies in Canada and the United States for authority to construct and operate the Project; and (c) the filing and prosecution of such applications. These activities are hereinafter referred to as the Pre-construction Activities.

In connection with the foregoing the Study Group shall study and consider all reasonably feasible gas pipeline configurations, routes and facilities and methods of ownership of any thereof, including (i) those serving eastern, central and western market areas, (ii) various routes and facilities appropriate to such purpose,

tion du 1^{er} juin 1972 (ci-après appelée la «Convention du groupe d'étude») que celui-ci entreprit d'étudier la praticabilité physique et économique d'un pipe-line de gaz naturel reliant le grand nord au sud du pays.

La Convention du groupe d'étude réunissait deux groupes de compagnies qui avaient antérieurement étudié, chacun de leur côté, la praticabilité d'un pipe-line de gaz naturel. Les compagnies participantes mirent en commun leurs efforts et leurs ressources à cette fin, et conformément à la Convention du groupe d'étude elles créèrent deux compagnies, Canadian Arctic Gas Study Limited et Pipeline de gaz arctique canadien Limitée. La première devait s'occuper des diverses études nécessaires avant la phase de construction, et la seconde, constituée en corporation le 3 novembre 1972, devait demander l'autorisation de construire le pipe-line. Le deuxième paragraphe de l'art. 1 de la Convention du groupe d'étude en énonce les objets comme suit:

[TRADUCTION] 2. L'objet principal du groupe d'étude sera: (a) la conduite de recherches, d'expériences et d'études de praticabilité ainsi que l'élaboration de plans visant à déterminer si la construction et l'exploitation d'un pipe-line pour le transport du gaz à partir du nord de l'Alaska et du nord-ouest du Canada à des endroits situés à la frontière entre le Canada et les États septentrionaux américains (ci-après désignés comme étant le projet) sont réalisables et avantageuses en tenant compte du milieu, de la nature du sol et des données économiques, des modalités de financement, des exigences de la Loi et des gouvernements; et, dans l'affirmative, (b) la préparation et l'exécution des études, des pièces et autres données qui peuvent être nécessaires au dépôt des demandes auprès des agences gouvernementales canadiennes et américaines afin d'obtenir l'autorisation de construire et d'exploiter l'entreprise projetée; et (c) le dépôt et la poursuite de ces demandes jusqu'à leur conclusion. Ces travaux seront ci-après désignés comme étant les travaux précédant la construction.

Au sujet de ce qui précède, le groupe d'étude étudiera et examinera tous les tracés réalisables de pipe-lines pour le transport du gaz, les routes à suivre, les installations nécessaires ainsi que les moyens d'en détenir la propriété, y compris (i) celles qui desservent les marchés de l'est, du centre et de l'ouest, (ii) les diverses routes et

including wholly new facilities and the utilization of the whole or any portion of any presently existing system as it may now be or as it may be expanded or otherwise adapted for such purpose and (iii) ownership of such facilities and the various portions thereof, whether by one or more entities to be established at the instance of the Participants or at the instance of others or by the present owner of any portion thereof which is now in existence or by any combination of the foregoing, it being acknowledged by the Participants that in connection with each such determination as to such ownership the effect thereof upon financing and future decision-making ability, upon the effective operation of the overall pipeline system and upon regulatory matters will be relevant but that at the date hereof the Participants have made no judgment as to the nature, extent or significance of such effect.

Article IV, ss. 1 and 2 dealt with implementation as follows:

1. The Participants may, upon authorization by the Management Committee, cause one or more corporations to be organized or utilized for the purpose of implementing the Project, including the filing of applications for requisite governmental authorizations in the United States and Canada and constructing, owning and operating Project pipeline facilities following the issuance of satisfactory authorizations. Application for the incorporation of a Canadian pipeline corporation shall be filed promptly after the date hereof. Pending formulation of a practicable overall permanent financing plan, the initial issued and outstanding shares and other securities of each such corporation shall be beneficially owned by the Participants in equal undivided interests as provided relative to the Service Company in Section 4 of Article II and shall be held by the minimum required number of directors as nominees of the Study Group, until and to the extent that the Management Committee shall otherwise determine.

2. It is recognized that, inasmuch as financing plans for the Project are still in the development stage and the total capital requirements of the Project depend upon various contingencies, the question of ultimate ownership of any corporation referred to in Section 1 of this Article IV cannot be decided at this time. However, it is agreed that in the determination of such ownership the following principles will apply. It is agreed that in recognition of the substantial expenditure of funds, employee time and effort, and initiative by the Participants, and their knowledge of and interest in the Project, it is desirable and appropriate that the Participants have some reasonable opportunity to acquire ownership interests in each such corporation. In addition, shares and

les installations propres à cette fin, y compris la construction de nouvelles installations et l'utilisation en partie ou en totalité, de tout réseau déjà en place dans son état actuel ou au besoin, agrandi ou modifié d'autre façon pour répondre aux exigences de l'entreprise (iii) la propriété de ces installations, en tout ou en partie, par une ou plusieurs entités devant être constituées à la demande des participants, d'un tiers ou du propriétaire actuel de toute partie existante ou par une combinaison de ce qui précède, les participants reconnaissant que chaque décision relative à la propriété aura des répercussions sur le financement et la direction future de l'entreprise, sur l'exploitation réelle de tout le réseau de pipe-lines et sur les questions de réglementation, et que pour le moment ils n'ont pas d'opinion arrêtée quant à la nature, à l'étendue et aux conséquences de ces répercussions.

Les paragraphes 1 et 2 de l'art. IV traitent de l'exécution du projet comme suit:

[TRADUCTION] 1. Les participants peuvent, avec l'autorisation du comité de direction, constituer ou utiliser une ou plusieurs corporations aux fins de l'exécution du projet, et notamment pour déposer des demandes visant à obtenir aux États-Unis et au Canada les autorisations administratives nécessaires, et pour construire, posséder et exploiter le pipe-line après obtention des autorisations. Une requête en constitution en corporation d'une compagnie de pipe-line doit être présentée sans délai après la date des présentes. En attendant l'élaboration d'un plan général de financement, les actions initialement émises et en circulation et les autres valeurs de chacune de ces compagnies doivent être possédées par les participants en parts égales indivises, selon les modalités prévues au paragraphe 2 de l'art. IV pour la compagnie chargée des travaux préliminaires, et détenues par le nombre minimum requis d'administrateurs, à titre de représentants du groupe d'étude, jusqu'à ce que le comité de direction en décide autrement.

2. Il est admis que, vu que les plans de financement du projet en sont encore au stade initial et le montant du capital nécessaire pour le projet est soumis à diverses contingences, la question de la propriété du fonds social de toute compagnie mentionnée au paragraphe 1 ne peut être définitivement tranchée à ce moment. Toutefois, il est convenu d'appliquer, à cet égard, les principes suivants: en reconnaissance de leurs dépenses considérables en capital, en temps et efforts de leurs employés, de leur initiative ainsi que de leur connaissance et de leur intérêt dans le projet, il est souhaitable et juste que les participants aient une occasion raisonnable d'acquérir des parts du fonds social de chacune de ces compagnies. De

other securities shall be offered to investors who are not Participants. . . .

The Study Group Agreement provided for the establishment of a Management Committee, consisting of one representative from each of the participating companies, and it was charged with the steering or direction of the activities of the Study Group and of the companies incorporated pursuant to the Study Group Agreement. There was also an executive committee of the Management Committee, consisting of three representatives of each of the three participant groups into which the participating companies were classified; and although it discharged certain functions by delegation from the Management Committee, the latter was the main directing force of the Study Group. The three Participant groups were as follows:

Participant Group A: United States Companies other than producers

Participant Group B: Canadian Companies other than producers

Participant Group C: Canadian and United States producers

Section 5 of art. III charged the Management Committee to seek additional participants "who have an interest in the Project and whose participation may contribute to the objectives of the Project, as stated herein, and who have the ability to and agree to carry out the obligations under this Agreement".

Participants could withdraw upon notice being given and, indeed, the participating companies varied between fifteen and twenty-seven. So long as they remained participants, the companies were subject to the terms of the Study Group Agreement under which they were to be responsible for an equal share of obligations, including the expenses of carrying out the activities of the Study Group and of the companies incorporated under the Study Group Agreement. The Agreement contained provisions for its termination which had in view the likelihood of approval of a pipeline, but

plus, les actions et autres valeurs seront offertes à des investisseurs autres que les participants. . . .

La Convention du groupe d'étude prévoyait la constitution d'un comité de direction, formé d'un représentant de chacune des compagnies participantes et chargé d'orienter et de diriger les activités du groupe d'étude et des compagnies constituées en vertu de la Convention. Il y avait aussi un comité exécutif, composé de trois représentants de chacun des trois groupes dans lesquels les compagnies participantes étaient classées. Même si celui-ci exerçait certaines fonctions que lui déléguait le comité de direction, ce dernier demeurait l'âme dirigeante du groupe d'étude. Les participants étaient répartis en trois groupes:

Participants du groupe A: Compagnies américaines autres que des producteurs

Participants du groupe B: Compagnies canadiennes autres que des producteurs

Participants du groupe C: Producteurs canadiens et américains.

Le paragraphe 5 de l'art. III confiait au comité de direction la tâche de chercher de nouveaux participants [TRADUCTION] «qui s'intéressent au projet et dont la participation pourrait contribuer à ses objectifs, tels que décrits aux présentes, et qui sont en mesure d'assumer les obligations prévues à la Convention et prêts à le faire».

Les participants pouvaient se retirer, sur avis, et, de fait, le nombre des compagnies participantes a varié entre quinze et vingt-sept. Tant qu'elles demeuraient participantes, les compagnies étaient soumises aux conditions de la Convention du groupe d'étude en vertu de laquelle elles devaient assumer une part égale des obligations, y compris les dépenses occasionnées par les activités du groupe d'étude et celles de compagnies constituées en corporation en vertu de la Convention. Celle-ci comportait une clause d'extinction advenant l'autorisation d'un pipe-line, mais le comité de direc-

overriding power was reserved to the Management Committee to fix a termination date.

The Canada Development Corporation became a member of the Study Group on November 30, 1972. Mr. Crowe was its designated representative and, as such, became, on December 7, 1972, a member of the Management Committee. He had attended a meeting of the executive committee as an observer on October 25, 1972 when the participation of the Canada Development Corporation was being worked out, but he did not later become a member of that Committee, although he attended two other meetings thereof. In addition to being a member of the powerful Management Committee, Mr. Crowe became also a member of its finance, tax and accounting committee, and was elected vice-chairman thereof on January 25, 1973. During the period of his membership of the Management Committee, from December 7, 1972 until October 15, 1973 he participated in the seven meetings that it held in that span of time and joined in a unanimous decision of that Committee on June 27, 1973 respecting the ownership and routing of a Mackenzie Valley pipeline.

The decision of June 27, 1973 came about as a result of the establishment by the Management Committee of an *Ad Hoc* Committee on May 30, 1973 to look into ownership and routing and to report to the Management Committee at its next meeting, fixed for June 18, 1973. On June 11, 1973, the *Ad Hoc* Committee approved a report (with one dissent) which was presented to the Management Committee at its meeting of June 18, 1973. The report contained the following paragraphs:

On the understanding that this Project will be filed at the earliest possible date the Ad Hoc Committee supports the concept of single ownership for the Project, subject to the following provisions:

1. The routing of the Project will follow existing corridors and gas pipeline routes of AGTL, Alberta Natural and TCPL.
2. A policy of incremental expansion and common use of existing pipeline facilities will be followed wherever it is economically sound to do so. This means that until complete through lines are constructed, whenever the economics of the situation warrant,

tion gardait le pouvoir d'y déroger et de fixer une date d'expiration.

La Corporation de développement du Canada s'est jointe au groupe d'étude le 30 novembre 1972. M. Crowe en était le représentant et, devint à ce titre, le 7 décembre 1972, membre du comité de direction. Le 25 octobre 1972, il avait assisté, à titre d'observateur, à une réunion du comité exécutif au cours de laquelle on étudia les modalités de la participation de la Corporation de développement du Canada. Bien qu'ayant assisté à deux autres réunions, il n'est pas devenu membre de ce comité. En plus d'être membre de l'important comité de direction, M. Crowe faisait aussi partie du comité des finances, des impôts et de la comptabilité dont il fut élu vice-président le 25 janvier 1973. Du 7 décembre 1972 au 15 octobre 1973, à titre de membre du comité de direction, il a assisté aux sept réunions tenues par le comité pendant cette période et il a participé à la décision unanime de ce dernier le 27 juin 1973, concernant la propriété et le tracé du pipe-line de la vallée du Mackenzie.

La décision du 27 juin 1973 fit suite à l'établissement par le comité de direction, le 30 mai 1973, d'un comité *ad hoc* chargé d'examiner la question de la propriété et du tracé du pipe-line et de présenter un rapport au comité de direction à sa prochaine assemblée, le 18 juin 1973. Le 11 juin 1973, le comité *ad hoc* (avec une seule dissidence) approuva un rapport qui fut présenté au comité de direction le 18 juin 1973. Le rapport comportait les paragraphes suivants:

[TRADUCTION] Étant entendu que ce projet sera déposé dès que possible, le comité *ad hoc* se prononce en faveur du principe du propriétaire unique, sous réserve des points suivants:

1. Le tracé du projet doit suivre les corridors existants et les tracés des pipe-lines pour le gaz de AGTL, Alberta Natural et TCPL.
2. Il convient de prévoir, lorsque c'est rentable, l'utilisation commune des installations de pipe-lines existants et à l'accroissement de leur rendement. Jusqu'à l'achèvement de la construction de lignes directes, on emploiera donc la méthode du double-

and engineering conditions permit, incremental looping (under single ownership) will be used.

3. As a policy CAGSL will not apply for expansion of its system whenever adequate long term unused capacity is economically available in the Alberta Gas Trunk, Alberta Natural, and/or TC systems.
4. As a policy the tariffs for transmission across Alberta will be calculated on a "one zone" basis beginning and ending at the Alberta borders.

The report was discussed at the meeting of June 18, 1973 as was a counter-proposal presented by the dissenting member of the *Ad Hoc* Committee on behalf of United States pipeline members of the Study Group. It was decided that an engineering study of the two southerly legs of the proposed route would be made and a report would be made to the *Ad Hoc* Committee "of the optimum manner of moving the contemplated gas volume south of Caroline". The study and report were considered by the Management Committee at a meeting on June 27, 1973. The chairman of the *Ad Hoc* Committee (according to the minutes of the June 27 meeting) "confirmed that the committee intended the proposal to be not only a basis for the filing of regulatory applications but also to embody the fundamental concept for completion of the project—although the Study Group should retain sufficient flexibility of approach in order to be able, through appropriate future resolutions of the Management Committee, to react to changes in facts and circumstances". The *Ad Hoc* Committee's revised report was then unanimously approved. Its provisions were as follows:

The Ad Hoc Committee on Ownership and Routing respectfully recommends to the Management Committee that it request the CAGSL management to proceed forthwith with the preparation and submission of all necessary applications covering the Arctic Gas Pipeline on the following bases:

OWNERSHIP

1. All new Arctic Gas Pipeline facilities in Canada will be owned by a single entity.

SIZE AND ROUTING

1. From Prudhoe Bay and the Mackenzie Delta to the 60th Parallel the line will be 48" and will follow the routes previously agreed.

ment des pipe-lines (par leur propriétaire) lorsque ce sera économiquement souhaitable et techniquement possible.

3. CAGSL ne demandera pas l'extension de son réseau tant que les réseaux d'Alberta Gas Trunk, Alberta Natural et/ou TC disposeront à long terme d'une capacité de transport inutilisée et économiquement exploitable.
4. Les tarifs de transport à travers l'Alberta seront calculés sur la base d'une «zone unique» d'une limite à l'autre de la province de l'Alberta.

Le rapport, et le contre-projet par le membre dissident du comité *ad hoc*, au nom des compagnies de pipe-line américaines du groupe d'étude, ont été discutés à la réunion du 18 juin 1973. Il fut décidé de faire faire une étude technique des deux embranchements méridionaux du tracé projeté; le rapport final [TRADUCTION] «sur le meilleur moyen de transporter le volume de gaz prévu au sud de Caroline» devait être remis au comité *ad hoc*. Le comité de direction a examiné l'étude et le rapport à sa réunion du 27 juin 1973. Le président du comité *ad hoc* (selon le procès-verbal de cette réunion) [TRADUCTION] «a confirmé que le comité voulait que la proposition ne serve pas seulement de base à la présentation des demandes réglementaires mais aussi à la formulation des principes fondamentaux pour la réalisation du projet—le groupe d'étude devant cependant conserver une certaine liberté de manœuvre afin de pouvoir, par résolutions du comité de direction, s'adapter aux modifications des données et des circonstances». Le rapport modifié du comité *ad hoc* a été ensuite approuvé à l'unanimité. En voici le libellé:

[TRADUCTION] Le comité ad hoc sur la propriété et le tracé recommande respectueusement au comité de direction d'exiger que les dirigeants de CAGSL procèdent sans délai à la préparation et à la présentation des demandes nécessaires relatives au pipe-line de gaz arctique selon les principes suivants:

PROPRIÉTÉ

1. Toutes les nouvelles installations canadiennes du pipe-line de gaz arctique auront un propriétaire unique.

DIAMÈTRE ET TRACÉ

1. De Prudhoe Bay et du delta du Mackenzie au 60^e parallèle, le pipe-line aura un diamètre de 48 pouces et suivra les tracés déjà convenus.

2. From the 60th Parallel to Caroline, Alberta the line will be 48" and will follow the existing route of AGTL.

3. From Caroline to Kingsgate the line will be 42" and will follow the routes of AGTL and ANG.

4. From Caroline to Empress the line will be 42" and will follow route of AGTL.

5. From Empress to the U.S. border the line will be 42" and will follow a direct route.

POLICY GUIDELINES

1. As noted above, the routing of the project through Alberta will follow the existing gas pipeline routes of AGTL and ANG whenever technically feasible.

2. Within the basic concept of single ownership of a complete, integral pipeline system to be constructed within a reasonable period of time advantage will be taken over the short term of surplus capacity in existing systems provided any significant engineering, operating, financing, and legal problems inherent in the utilization of such capacity can be overcome.

3. After completion of the initial Arctic Gas system full consideration will be given to the use of any long-term unused capacity if economically available in the AGTL or ANG systems as a preferred alternate to direct expansion provided undue engineering or operating problems are not thereby introduced.

4. Tariffs for transmission across Alberta will be calculated on a "one zone" basis beginning and ending at the Alberta borders.

5. Gas destined for Canadian markets East of Alberta will be delivered to TransCanada at Empress, Alberta.

In his statement at the opening of the Mackenzie Valley Pipeline hearing on October 27, 1973 Mr. Crowe referred to his involvement in the Study Group and in the decisions of the Management Committee thereof in the following terms:

Pursuant to the terms of the Study Group Agreement, each of the Participant companies owned equal shares in the Study Group assets which consisted mainly of studies and reports on the feasibility of the Arctic Gas Project. Subject to the provisions of the Study Group

2. Du 60^e parallèle à Caroline (Alberta) le pipeline aura un diamètre de 48 pouces et suivra le tracé actuel d'AGTL.

3. De Caroline à Kingsgate, le pipe-line aura un diamètre de 42 pouces et suivra les tracés d'AGTL et ANG.

4. De Caroline à Empress, le pipe-line aura un diamètre de 42 pouces et suivra le tracé d'AGTL.

5. De Empress à la frontière américaine, le pipe-line aura un diamètre de 42 pouces et son tracé sera en ligne droite.

PRINCIPES DIRECTEURS

1. Comme précédemment indiqué, le tracé du projet à travers l'Alberta suivra les tracés existants des pipe-lines de gaz d'AGTL et d'ANG lorsque ce sera techniquement possible.

2. Tout en respectant le principe fondamental d'un propriétaire unique d'un réseau complet et intégré des pipe-lines à construire dans un délai raisonnable, il convient, à court terme, de tirer profit de l'excédent de capacité des réseaux existants à la condition de pouvoir résoudre à cet égard tous les problèmes importants d'ordre technique et juridique, ou d'exploitation et de financement quant à l'utilisation de cet excédent.

3. Lorsque le réseau initial de gaz arctique sera terminé, on étudiera sérieusement si l'utilisation à long terme de la capacité inutilisée des réseaux AGTL ou ANG, dans la mesure où celle-ci est économiquement disponible, est une solution préférable à l'expansion directe, à condition que, sur le plan de la technique ou de l'exploitation, aucune difficulté insurmontable n'en résulte.

4. Les tarifs de transport à travers l'Alberta seront calculés sur la base d'une «zone unique» d'une limite à l'autre de la province de l'Alberta.

5. Le gaz destiné aux Canada à l'est de l'Alberta, sera livré à TransCanada, à Empress, Alberta.

Dans sa déclaration, à l'ouverture de l'audience sur le pipe-line de la vallée du Mackenzie, le 27 octobre 1973, M. Crowe a mentionné sa participation au groupe d'étude et aux décisions du comité de direction dans les termes suivants:

[TRADUCTION] Conformément aux modalités de la Convention du groupe d'étude, les compagnies participantes possédaient à part égale l'actif du groupe d'étude, formé essentiellement d'études et de rapports sur la praticabilité du projet de pipeline pour le gaz arctique.

Agreement a participant could on notice withdraw from the Study Group.

During the period I represented the CDC in the Study Group, I attended seven monthly meetings of the Management Committee, and in the months when the Management Committee did not meet, the three meetings of the Executive Committee to which I previously referred.

At the September 26th, 1973 meeting of the Management Committee, I moved the resolution appointing the Project's Banking Advisors. Also I was on a Steering Committee which recommended the Project Financial Advisors and Accounting Advisors and in the meetings of the Executive Committee which I attended, the appointment of these consultants was approved.

Between December 7th, 1972, and June 27th, 1973, the Study Group considered a number of possible routing alternatives for that portion of the pipeline south of the 60°N parallel. One issue forming part of this decision was whether the Arctic Gas Project would construct new facilities in Alberta as opposed to using existing facilities owned by Trunk Line and expanding those facilities as needed to carry volumes of gas from the Mackenzie-Beaufort Area and Prudhoe Bay. This question was the subject matter of technical analysis by Arctic Gas Financial and Engineering Advisors and was reviewed and discussed in six meetings of the Management Committee.

The final decision was that the facilities in Alberta would be owned by Arctic Gas and that the route would parallel the existing Trunk Line system on a separate right-of-way.

In addition to the foregoing the Management Committee dealt with routine matters such as the Chairman's Report, Management Reports, and other Consultant Appointments.

Although Mr. Crowe resigned from the presidency of the Canada Development Corporation as of October 15, 1973 when he became chairman and chief executive officer of the National Energy Board, the Canada Development Corporation continued as a full participant in the Study Group until October 31, 1975; becoming an associate member as of November 1, 1975 pursuant to a resolution of the Management Committee. As such, it had the following rights (as stated by counsel for the Canadian Arctic Gas Pipeline Limited to the Federal Court of Appeal on December 8, 1975):

Sous réserve des termes de la Convention, une compagnie participante pouvait, sur avis se retirer du groupe d'étude.

Au cours de la période où je représentais au groupe d'étude la Corporation de développement du Canada, j'ai assisté à sept réunions mensuelles du comité de direction, et au cours des mois où il n'a pas siégé aux trois réunions du comité exécutif dont j'ai déjà parlé.

A la réunion du comité de direction du 26 septembre 1973, j'ai proposé la résolution quant à la nomination d'institutions bancaires comme conseillères. Je faisais aussi partie du comité directeur qui a recommandé les conseillers financiers et comptables et j'étais présent aux réunions du comité exécutif lorsque ces nominations y ont été approuvées.

Entre le 7 décembre 1972 et le 27 juin 1973, le groupe d'étude a étudié un certain nombre de tracés possibles pour la partie du pipe-line située au sud du 60° parallèle. Il fallait à ce propos décider si Pipeline de gaz arctique construirait des installations nouvelles en Alberta ou si l'on utiliserait les installations existantes de Trunk Line en les accroissant suffisamment pour transporter le gaz de la région de Mackenzie-Beaufort et Prudhoe Bay. Cette question a fait l'objet d'une analyse technique par les experts financiers et les ingénieurs-conseils et elle a été examinée et discutée au cours de six réunions du comité de direction.

Il a été finalement décidé que Pipeline de gaz arctique serait propriétaire des installations en Alberta et que le tracé serait parallèle aux réseaux existants de Trunk Line mais sur une emprise distincte.

Outre, le comité de direction a traité d'affaires courantes, comme le rapport du président, les rapports de la direction et la nomination de conseillers.

M. Crowe s'est démis de sa fonction de président de la Corporation de développement du Canada le 15 octobre 1973, lorsqu'il est devenu président et fonctionnaire exécutif en chef de l'Office national de l'énergie, mais la Corporation a continué de participer à part entière au groupe d'étude jusqu'au 31 octobre 1975; elle est devenue membre associé le 1^{er} novembre 1975, conformément à une résolution du comité de direction. A ce titre, la Corporation avait les droits suivants (selon la description faite par l'avocat de Pipeline de gaz arctique canadien Limitée devant la Cour d'appel fédérale, le 8 décembre 1975):

1. For so long as an Equity Commitment Letter dated April 22, 1975 remains in effect CDC will be entitled to receive notice of, and attend, through a non-voting representative all meetings of all Committees of the Study Group except the Executive Committee of the Management Committee.

2. To receive all materials that a full participant would be from time to time entitled to receive.

In turn the CDC agrees to be bound by the confidentiality rules binding all participants.

This relationship may after 31 December, 1975, be terminated by either party.

The equity commitment letter of April 22, 1975 indicates a provisional interest in subscribing for \$100 million of [equity] in the capital of CAGPL subject to the terms and conditions set out in that letter.

In brief, the Canada Development Corporation remained a full participant long after the applications were made for certificates of public convenience and necessity and after the hearings thereon commenced, and, in effect, until the National Energy Board referred to the Federal Court of Appeal the question concerning reasonable apprehension of bias in Mr. Crowe. During the period of Mr. Crowe's association with the Study Group as the representative of the Canada Development Corporation the latter contributed a total of 1.2 million dollars to the activities of the Study Group as its share of expenses.

Section 44 of the *National Energy Board Act*, the central provision respecting certificates of public convenience and necessity, reads as follows:

44. The Board may, subject to the approval of the Governor in Council, issue a certificate in respect of a pipeline or an international power line if the Board is satisfied that the line 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 take into account all such matters as to it appear to be relevant, and without limiting the generality of the foregoing, the Board may have regard to the following:

- (a) the availability of oil or gas to the pipeline, or power to the international power line, as the case may be;
- (b) the existence of markets, actual or potential;

[TRADUCTION] 1. Tant que sa promesse de participation, en date du 22 avril 1975, demeurera en vigueur, CDC aura droit d'être avisée de la tenue des réunions de tous les comités du groupe d'étude, excepté le comité exécutif du comité de direction, et d'y être représentée à titre de membre sans droit de vote.

2. De recevoir tout document que les participants à part entière ont droit de recevoir à l'occasion.

En retour la CDC convient de respecter, au même titre que les autres participants, le caractère confidentiel des communications.

L'une ou l'autre des parties peut mettre fin à cette entente après le 31 décembre 1975.

La promesse de participation en date du 22 avril 1975, énonce un engagement conditionnel à souscrire \$100 millions d'actions du fonds social de CAGPL, conformément aux modalités y indiquées.

En résumé, la Corporation de développement du Canada est demeurée participante à part entière longtemps après le dépôt des demandes de certificats de commodité et nécessité publiques et après l'ouverture des audiences, en fait, jusqu'à ce que l'Office national de l'énergie soumette à la Cour d'appel fédérale la question relative à la crainte de partialité de la part de M. Crowe. Durant la période où M. Crowe a participé au groupe d'étude, à titre de représentant de la Corporation de développement du Canada, celle-ci a contribué 1.2 million de dollars aux dépenses occasionnées par les activités du groupe d'étude.

L'article 44 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, la principale disposition ayant trait aux certificats de commodité et nécessité publiques, se lit comme suit:

44. Sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil, l'Office peut délivrer un certificat à l'égard d'un pipe-line ou d'une ligne internationale de transmission de force motrice si l'Office est convaincu que la commodité et la nécessité publiques requièrent présentement et requerront à l'avenir la canalisation ou la ligne internationale de transmission et, en étudiant une demande de certificat, celui-ci doit tenir compte de toutes les données qui lui semblent pertinentes, et, sans limiter la généralité de ce qui précède, peut considérer ce qui suit:

- a) l'accessibilité du pétrole ou du gaz au pipe-line, ou de la force motrice à la ligne internationale de transmission de force motrice, selon le cas;
- b) l'existence de marchés, effectifs ou possibles;

(c) the economic feasibility of the pipeline or international power line;

(d) the financial responsibility and financial structure of the applicant, the methods of financing the line and the extent to which Canadians will have an opportunity of participating in the financing, engineering and construction of the line; and

(e) any public interest that in the Board's opinion may be affected by the granting or the refusing of the application.

It was contended by counsel supporting the judgment of the Federal Court of Appeal that Mr. Crowe's involvement in the Study Group and in the work and decisions of the Management Committee did not touch all the considerations expressly delineated in items (a) to (e) of s. 44. Indeed, the position urged was that on a question of reasonable apprehension of bias the character and degree of involvement must be considered and, if it was minimal or did not touch the major elements of concern under s. 44, then a different conclusion would have to be reached than would be the case if, so to speak, all the bases were touched. It was also contended, and of this there can be no doubt, that the National Energy Board has a variety of functions which interlock; for example, it has broad advisory functions under s. 22 of its Act, as well as the more specifically directed function under s. 44. It is said, and properly so, that the Board cannot compartmentalize its knowledge, acquired through studies which it commissions or through experience of its members or otherwise, and relate that knowledge only to the particular function out of which it has emerged.

It was pointed out in this connection that the Board conducted a public inquiry, with Mr. Crowe presiding over the three-member panel, into the supply and requirements for natural gas, pursuant to powers which it has under s. 14(2) of the *National Energy Board Act* to inquire, of its own motion, into matters within its jurisdiction. The inquiry began in November, 1974 and a report was published in April, 1975, following which the panel was constituted for the Mackenzie Valley Pipeline hearing, with two members thereof (Mr.

c) la praticabilité économique du pipe-line ou de la ligne internationale de transmission de force motrice;

d) la responsabilité et la structure financières de l'auteur de la demande, les méthodes de financement de la canalisation ou de la ligne internationale de transmission, ainsi que la mesure dans laquelle les Canadiens auront l'occasion de participer au financement, à l'organisation et à la construction du pipe-line ou de la ligne internationale de transmission de force motrice; et

e) tout intérêt public qui, de l'avis de l'Office, peut être atteint par l'octroi ou le rejet de la demande.

A l'appui de l'arrêt de la Cour d'appel fédérale, on prétend que la participation de M. Crowe au groupe d'étude et aux travaux et décisions du comité de direction n'a pas touché toutes les considérations expressément définies aux al. a) à e) de l'art. 44. De fait, on soutient que sur une question de crainte raisonnable de partialité, il faut examiner la nature et le degré de la participation. Lorsqu'elle est infime ou ne porte pas sur les facteurs les plus importants définis à l'art. 44, il conviendrait de conclure différemment que si elle visait tous ces éléments. On prétend aussi, ce qu'on ne peut mettre en doute, que l'Office national de l'énergie a de multiples fonctions interdépendantes; par exemple, il a des fonctions consultatives générales, en vertu de l'art. 22 de la Loi, et des pouvoirs plus particuliers définis à l'art. 44. On dit, à bon droit, que l'Office ne peut compartimenter l'ensemble de ses connaissances acquises grâce aux études qu'il a fait faire, à l'expérience de ses membres ou autrement et n'appliquer ces connaissances qu'à la fonction particulière, qui a été l'occasion de leur acquisition.

A cet égard, on a rappelé que, conformément au pouvoir qui lui est conféré par le par. (2) de l'art. 14 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* d'examiner de sa propre initiative les questions qui relèvent de sa compétence, l'Office a mené une enquête publique, par une formation de trois membres sous la présidence de M. Crowe, sur les approvisionnements et besoins de gaz naturel. L'enquête débuta en novembre 1974 et aboutit à la publication d'un rapport en avril 1975. C'est alors que furent désignés les membres chargés des

Crowe and Mr. Farmer) having been on the panel for the public inquiry. Nothing, in my opinion, can be drawn from the report of this inquiry that would blunt the effect of Mr. Crowe's participation in decisions leading to the Canadian Arctic Gas Pipeline Limited application for a certificate filed on March 21, 1974. The fact that the report indicated there were problems in estimating supply, that more information was needed, and that other matters as well that would be relevant on a s. 44 application were in an uncertain state, does not go any farther than it would if these problems and matters had been raised initially before the Board and it considered them for the first time at the pipeline hearing. That the holding of the inquiry may have prepared Mr. Crowe for the pipeline hearings does not provide support for his participation in those hearings.

What must be kept in mind here is that we are concerned with a s. 44 application in respect of which, in my opinion, the Board's function is quasi-judicial or, at least, is a function which it must discharge in accordance with rules of natural justice, not necessarily the full range of such rules that would apply to a Court (although I note that the Board is a court of record under s. 10 of its Act) but certainly to a degree that would reflect integrity of its proceedings and impartiality in the conduct of those proceedings. This is not, however, a prescription that would govern an inquiry under ss. 14(2) and 22.

I am of the opinion that the only issue here is whether the principle of reasonable apprehension or reasonable likelihood of bias applies to the Board in respect of hearings under s. 44. If it does apply—and this was accepted by all the respondents—then, on the facts herein, I can see no answer to the position of the appellants.

Before setting out the basis of this conclusion I wish to reiterate what was said in the Federal Court of Appeal and freely conceded by the appellants, namely, that no question of personal or financial or proprietary interest, such as to give rise to an allegation of actual bias, is raised against

audiences sur le pipe-line de la vallée du Mackenzie. Deux d'entre eux (M. Crowe et M. Farmer) avaient fait partie de la formation qui avait procédé à l'enquête publique. A mon avis, rien dans le rapport de cette enquête ne vient diminuer l'effet de la participation de M. Crowe aux décisions ayant mené à la demande de certificat déposée par Pipeline de gaz arctique canadien Limitée le 21 mars 1974. Le fait que le rapport indique qu'il existait des problèmes quant à l'évaluation des approvisionnements, que d'autres renseignements étaient nécessaires et que d'autres données pertinentes à la demande faite en vertu de l'art. 44 demeuraient incertaines, n'apporte rien de plus que si ces problèmes et ces questions avaient été soulevés à l'origine devant l'Office et examinés pour la première fois à l'audience concernant le pipe-line. Que la tenue de l'enquête ait préparé M. Crowe aux audiences relatives au pipe-line ne justifie pas sa participation à ces audiences.

Il faut se rappeler, en l'espèce, qu'il s'agit d'une demande en vertu de l'art. 44, où, à mon avis, le rôle de l'Office est quasi-judiciaire ou, du moins, doit être exercé conformément aux principes de justice naturelle; même s'il n'est pas nécessairement soumis à toutes les règles qui s'appliquent à un tribunal il l'est certainement à un degré suffisant pour être tenu de manifester l'intégrité de sa procédure et son impartialité (je note cependant que l'Office est une cour d'archives en vertu de l'art. 10 de sa loi constitutive). Toutefois ces principes ne s'appliquent pas à une enquête menée en vertu du par. (2) de l'art. 14 ou de l'art. 22.

Je suis d'avis qu'en l'espèce, la seule question en litige est de savoir si le principe de la récusation au cas de crainte raisonnable ou de probabilité raisonnable de partialité s'applique à l'Office pour les audiences tenues en vertu de l'art. 44. S'il s'applique—et ce point est admis par tous les intimés—la position des appelants m'apparaît irréfutable, selon les faits en l'espèce.

Avant d'exposer le fondement de cette conclusion, je tiens à réitérer ce qui a été dit à la Cour d'appel fédérale et admis sans restriction par les appelants, savoir, qu'aucune question d'intérêt personnel, pécuniaire ou relié à des droits de propriété, de nature à donner naissance à une alléga-

Mr. Crowe. The Federal Court of Appeal founded its conclusion against disqualification on the following statement of principle:

It is true that all of the circumstances of the case, including the decisions in which Mr. Crowe participated as a member of the study group, might give rise in a very sensitive or scrupulous conscience to the uneasy suspicion that he might be unconsciously biased, and therefore should not serve. But that is not, we think, the test to apply in this case. It is, rather, what would an informed person, viewing the matter realistically and practically—and having thought the matter through—conclude. Would he think that it is more likely than not that Mr. Crowe, whether consciously or unconsciously, would not decide fairly.

This was followed by an encompassing factual conclusion which was as follows:

On the totality of the facts, which have been described only in skeletal form, we are all of the opinion that they should not cause reasonable and right minded persons to have a reasonable apprehension of bias on the part of Mr. Crowe, either on the question of whether present or future public convenience and necessity require a pipeline or the question of which, if any, of the several applicants should be granted a certificate.

The Federal Court of Appeal supported this factual conclusion by emphasizing that Mr. Crowe participated in the Study Group as merely a representative, that he had nothing to gain or lose by his participation or by any decision he might reach in the course of his duties as chairman of the National Energy Board in connection with the applications that were before it. I do not think that Mr. Crowe's representative capacity is a material consideration on the issue in question here, any more than representative capacity would be a material consideration if the president or chairman of one of the other participants in the Study Group had been appointed chairman of the National Energy Board and had then proceeded to sit on an application which he had a hand in fashioning, albeit he was divorced from the Study Group at the time the application was filed. Mr. Crowe was not a mere cipher, carrying messages from the board of directors of the Canada Development Corporation and having no initiative or flexibility in the manner and degree of his participation in the work of the

tion de partialité réelle, n'est soulevée contre M. Crowe. La Cour d'appel fédérale a fondé son refus de prononcer l'inhabilité sur la déclaration de principes suivante:

Il est vrai que toutes les circonstances de l'affaire, notamment les décisions auxquelles Crowe a participé comme membre du groupe d'étude, peuvent jeter le doute chez une personne de nature scrupuleuse ou tatillonne et la porter à croire qu'il pourrait à son insu être prévenu et devrait être récusé. Mais, croyons-nous, ce n'est pas le critère applicable en l'espèce. Il faut plutôt se demander à quelle conclusion en arriverait une personne bien renseignée qui étudierait la question en profondeur, de façon réaliste et pratique. Croirait-elle que, selon toute vraisemblance, Crowe, consciemment ou non, ne rendra pas une décision juste?

Cette déclaration est suivie d'une conclusion globale sur les faits, que voici:

En nous fondant sur l'ensemble des faits, qui n'ont été exposés que sommairement, nous sommes tous d'avis qu'une personne juste et raisonnable n'aurait pas lieu de craindre que Crowe ne soit pas impartial sur la question de savoir si la commodité et la nécessité publiques, présentes et futures, rendent nécessaire la construction d'un pipe-line ni sur la question de savoir, si elle se pose, laquelle des diverses requérantes devrait obtenir le certificat.

A l'appui de cette conclusion, la Cour d'appel fédérale souligne que M. Crowe a participé au groupe d'étude à titre de simple représentant, qu'il n'avait rien à gagner ni à perdre en y participant ou en rendant une décision quelconque, en sa qualité de président de l'Office national de l'énergie, au sujet des demandes soumises à l'Office. A mon avis, la représentativité de M. Crowe n'est pas pertinente en l'espèce, pas plus que cette considération ne le serait si le président d'un des autres participants au groupe d'étude avait été nommé président de l'Office national de l'énergie et avait ensuite commencé à siéger pour entendre une demande à laquelle il aurait mis la main, sous prétexte qu'au moment du dépôt de la demande il n'avait plus aucun lien avec le groupe d'étude. M. Crowe n'était pas un simple figurant, porteur des messages du conseil d'administration de la Corporation de développement du Canada sans aucune initiative ni liberté de manœuvre pour déterminer comment et jusqu'à quel point il participerait aux travaux du groupe d'étude. Rien n'indique, dans la

Study Group. Nowhere in the Study Group Agreement nor in the minutes of proceedings of the Management Committee is there any indication that the representatives came to the meetings with fixed instructions from which they could not depart without a reference back. The nature of the exercise carried on under the Study Group Agreement required the representatives to apply their own judgment and their own talents to the joint project, with of course concern for the interests of the companies that they represented and subject, of course, to such directions as the companies might give. Since the representatives were all high officials of the companies, they had latitude in their participation that would not have been open to a junior employee.

Nor do I think that anything turns in this case on the fact that Mr. Crowe (according to the Federal Court of Appeal) had nothing to gain or lose either through his participation in the Study Group or in making decisions as chairman of the National Energy Board. The Federal Court of Appeal appears here to have moved over into the area of actual bias and that is not an issue.

The additional factor which underlay the Federal Court of Appeal's factual conclusion is, in its own words, as follows:

It must, we think, be borne in mind that two years have passed since that participation came to an end and that the issues to be resolved by the Board, with which there is no reason to think he is not familiar, are widely different from those to which the study group devoted its attention. There were problems of assessing the economic feasibility of a pipeline project as a method of moving gas from the Arctic over long distances to southern markets and planning the project in the interests of establishing a viable and profitable operation. In the issues to be considered by the Board the interest involved is that of the Canadian public, whether it will be well served by the construction and operation of such a system and if so which, if any, among competing applicants should be accorded the opportunity. On the material before us there appears to be no valid reason for apprehension that Mr. Crowe, who is not fettered by any interest of his own in any of the applicant companies or any proprietary interest in the result of any decision in which he participated and is no longer in the service of the study group or the Canada Development Corporation, cannot approach these new issues with the

Convention ni dans les procès-verbaux des assemblées du comité de direction, que les représentants se rendaient aux assemblées avec des directives précises auxquelles ils ne pouvaient déroger sans en référer à leur mandant. La nature du travail accompli en vertu de la Convention exigeait que les représentants mettent leur jugement personnel et leurs propres aptitudes à contribution, au profit du projet conjoint, tout en gardant en vue les intérêts des compagnies qu'ils représentaient et sous réserve évidemment des directives que celles-ci pouvaient leur donner. Comme les représentants étaient tous des cadres supérieurs des compagnies, ils pouvaient participer aux décisions avec une latitude que n'aurait pas eue un employé subalterne.

Je ne crois pas non plus qu'en l'espèce, le fait que M. Crowe (selon la Cour d'appel fédérale) n'avait rien à gagner ni à perdre, soit par sa participation au groupe d'étude, soit par ses décisions en qualité de président de l'Office national de l'énergie, ait quelque importance. La Cour d'appel fédérale semble avoir considéré la situation sous l'angle de la partialité réelle qui n'est pas en litige.

La Cour d'appel fédérale appuie sa conclusion sur un autre facteur qu'elle expose comme suit:

N'oublions pas que deux ans se sont écoulés depuis la fin de sa participation et que les questions soumises à l'Office, que rien ne nous permet de croire qu'elles lui sont bien connues, sont très différentes de celles que le groupe a étudiées. Celui-ci avait à se prononcer sur la praticabilité économique d'un projet de pipe-line pour le transport du gaz de l'Arctique sur de longues distances jusqu'aux marchés méridionaux et il devait s'assurer que l'entreprise offrirait toutes les garanties d'une exploitation saine et rentable. Les questions soumises à l'Office concernent le public en général car il s'agit de savoir s'il est dans l'intérêt national de construire et d'exploiter un pipe-line, et dans l'affirmative, à laquelle des compagnies requérantes, ou à quelle autre compagnie, il faut accorder cette possibilité. Crowe n'a aucun intérêt dans aucune de ces compagnies; les décisions auxquelles il a participé ont été prises libres de toute considération pécuniaire et il ne fait plus partie du groupe d'étude ni de la Corporation de développement du Canada. Donc, rien dans la preuve ne permet de craindre qu'il ne puisse pas aborder ces nouvelles questions avec la sérénité et

equanimity and impartiality to be expected of one in his position.

The passage of time referred to by the Federal Court of Appeal—two years since Mr. Crowe resigned as president of the Canada Development Corporation—is related to the date of the opening of the actual hearings on the competing applications. The application of Canadian Arctic Gas Pipeline Limited was filed five months after that resignation and the consequent departure of Mr. Crowe from the Study Group. Be that as it may, we are not dealing with a case where Mr. Crowe's association with the Study Group is by virtue of that fact alone urged as a disqualification, for example, in relation to some application that the Study Group has initiated or promoted after Mr. Crowe's termination of his relationship with the Group. While I would not see any vice in Mr. Crowe sitting on an application coming from or through the Study Group in relation to a matter in which he was not involved, even though it was decided upon shortly after his dissociation from the Study Group, that is not this case.

Lawyers who have been appointed to the Bench have been known to refrain from sitting on cases involving former clients, even where they have not had any part in the case, until a reasonable period of time has passed. *A fortiori*, they would not sit in any case in which they played any part at any stage of the case. This would apply, for example, even if they had drawn up or had a hand in the statement of claim or statement of defence and nothing else. There is, at the lowest, a parallel here between being involved in taking instructions or drawing up pleadings for litigation and being involved in helping to plan the terms of a contemplated s. 44 application which is in fact made.

I cannot agree with the conclusion (if it be that) of the Federal Court of Appeal or with its observation that "the issues to be resolved by the Board, with which there is no reason to think he is not familiar, are widely different from those to which the Study Group devoted its attention", as if that provided an answer, whether wholly or partially, to an allegation of reasonable apprehension of bias. A considerable point was made of this by counsel for

l'impartialité auxquelles on s'attend d'une personne dans sa situation.

Le laps de temps dont parle la Cour d'appel fédérale—deux ans depuis que M. Crowe a démissionné comme président de la Corporation de développement du Canada—se rapporte à la date d'ouverture des audiences sur les demandes en conflit. La demande de Pipeline de gaz arctique canadien Limitée a été déposée cinq mois après la démission de M. Crowe et son départ du groupe d'étude. Quoi qu'il en soit, il ne s'agit pas d'un cas où la partialité de M. Crowe au groupe d'étude, serait, de ce fait seulement, invoquée comme motif de récusation relativement, par exemple, à quelque demande suggérée ou favorisée par le groupe d'étude après son départ. Je ne verrais rien de répréhensible à ce que M. Crowe entende une demande venant directement ou indirectement du groupe d'étude à l'égard d'une question dont il ne s'est pas occupé, même si elle a fait l'objet d'une décision peu de temps après son retrait du groupe d'étude, mais ce n'est pas ce qui s'est produit en l'espèce.

On sait que des avocats nommés juges se sont abstenus pendant une période raisonnable, d'entendre des affaires auxquelles d'anciens clients étaient parties même s'ils n'avaient rien eu à faire avec le dossier. A plus forte raison, nul ne siègerait dans une cause à laquelle il aurait pu prendre part à un stade quelconque de l'affaire. Ce serait le cas par exemple même s'il n'avait fait que participer à l'élaboration ou à la rédaction de la déclaration ou de la défense. Il y a au moins un certain parallélisme entre le fait de recevoir des directives ou de rédiger les conclusions d'une partie et le fait de participer à l'élaboration d'une demande à faire en vertu de l'art. 44, demande qui est effectivement ensuite déposée.

Je ne puis souscrire à la conclusion (si c'en est une) de la Cour d'appel fédérale ni à ses observations selon lesquelles «les questions soumises à l'Office, que rien ne nous permet de croire qu'elles lui sont inconnues, sont très différentes de celles que le groupe a étudiées», comme si cela répondait totalement ou partiellement à l'allégation de crainte raisonnable de partialité. Les avocats du procureur général du Canada et de Pipeline de gaz

the Attorney General of Canada and counsel for the Canadian Gas Arctic Pipeline Limited, and I wish to deal with it in some detail.

Of course, the functions of the Board are different from the functions of an applicant or group of applicants for a board certificate, just as the functions of a court are different from those of a litigant seeking a favourable decision. It does not matter whether or not there is a *lis inter partes*, in a traditional court sense, in a Board hearing for the grant of a certificate, so long as the Board is required to apply statutory standards to any application, and, indeed where there are, as here, competing applications the resemblance to a *lis* is increased. An applicant seeking a certificate must inevitably direct itself to the statutory prescriptions by which the Board is governed, taking into consideration of course, the scope of discretion which those standards permit. To say, therefore, that the issues before the Board are different than those to which the Study Group directed itself is not entirely correct, save as it reflects the different roles of the Board and of the Study Group. Moreover, it does not meet the central issue in this case, namely, whether the presiding member of a panel hearing an application under s. 44 can be said to be free from any reasonable apprehension of bias on his part when he had a hand in developing and approving important underpinnings of the very application which eventually was brought before the panel.

There was some inconsistency in the approaches taken by counsel for the Attorney General of Canada and counsel for the Canadian Arctic Gas Pipeline Limited, who made the main submissions in support of the position of all the respondents. The former asserted at one point in his submissions that the decision to seek a pipeline had already been made by the Study Group before Canada Development Corporation became a participant. It was his further contention that Mr. Crowe participated only in the decisions as to routing and as to single ownership of the proposed pipeline and as to the appointment of auditors and bankers. In his view, these decisions fell short of an involvement in the crucial considerations of economic and finan-

arctique canadien Limitée ont attaché beaucoup d'importance à cet argument et je veux y répondre en détail.

Il est évident que les fonctions de l'Office sont différentes des fonctions d'une personne ou d'un groupe qui demande un certificat, comme les fonctions d'un tribunal sont différentes de celles d'une partie à un litige qui cherche à obtenir gain de cause. Il importe peu qu'il y ait ou non *lis inter partes*, au sens judiciaire traditionnel, à une audience devant l'Office pour l'octroi d'un certificat, puisque l'Office est tenu d'appliquer des normes légales à toute demande et, de fait, puisqu'il est en présence, en l'espèce, de demande en conflit, la similitude avec un *lis* s'accroît. Celui qui demande un certificat doit nécessairement se reporter aux prescriptions légales régissant l'Office, en tenant compte naturellement de l'étendue de la discrétion autorisée par les normes. Il n'est donc pas tout à fait juste de dire que les questions dont l'Office est saisi sont différentes de celles que le groupe d'étude a examinées, sauf pour faire ressortir les rôles différents de l'Office et du groupe d'étude. De plus, cela ne répond pas à la question principale dans le présent litige, qui consiste à déterminer si l'on peut dire qu'il n'existe aucune crainte raisonnable de partialité à l'égard du président d'une audience sur une demande en vertu de l'art. 44, lorsque ce président a contribué à l'élaboration et à l'approbation de certains fondements essentiels de la demande qui finalement est soumise à l'Office.

Les points de vue de l'avocat du procureur général du Canada et de l'avocat de Pipeline de gaz arctique canadien Limitée, qui ont soumis les principaux arguments à l'appui de la thèse des intimés, sont jusqu'à un certain point incompatibles. Le premier soutient que la décision de faire une demande d'autorisation d'un pipe-line avait déjà été prise par le groupe d'étude avant que la Corporation de développement du Canada en fasse partie. Il prétend de plus que M. Crowe n'a participé qu'aux décisions sur le tracé et la propriété du pipe-line projeté de même qu'à la nomination des vérificateurs et des banquiers. Selon lui, ces décisions tout loin de constituer une participation aux décisions fondamentales sur la praticabilité écono-

cial feasibility which, presumably, were either determined before Mr. Crowe became a representative member of the Study Group or were redetermined after he ceased to be such a member. This is an untenable position. Economic and financial feasibility were involved in the very decision to pursue the pipeline project by an application to the Board, and the fact that the proposed application was later refined or revised did not make it one to which Mr. Crowe was a stranger before it came to the Board.

Counsel for Canadian Arctic Gas Pipeline Limited appeared to say that there was no concluded decision to apply for a certificate while Mr. Crowe was a representative member of the Study Group. He did agree that economic and financial feasibility were involved in decisions made by the Study Group in which Mr. Crowe participated, but he contended that, in so far as this affected a decision to apply for a certificate, it was not conclusive on the question whether public convenience and necessity existed or would exist two years hence. This submission either begs the question of reasonable apprehension of bias or makes it depend on whether the Study Group can be said to have made the very decision which the Board is called upon to make. There can be no such dependence. Any application under s. 44 would, of course, be pitched to securing a favourable decision, but the Board's powers are wide enough to entitle it to insist on changes in a proposal as a condition of the grant of a certificate. The vice of reasonable apprehension of bias lies not in finding correspondence between the decisions in which Mr. Crowe participated and all the statutory prescriptions under s. 44, especially when that provision gives the Board broad discretion "to take into account all such matters as to it appear to be relevant", but rather in the fact that he participated in working out some at least of the terms on which the application was later made and supported the decision to make it. The Federal Court of Appeal had no doubt that Mr. Crowe (to use its words) "took part in [the] meetings and in the decisions taken which . . . dealt with fairly advanced plans for the implementation of the pipeline project".

mique et financière, qui auraient été prises avant que M. Crowe devienne membre du groupe d'étude ou auraient été reconsidérées après son départ. Cette position est insoutenable. La praticabilité économique et financière était en cause dans la décision même de donner suite au projet de pipe-line en faisant une demande à l'Office et le fait que la demande proposée a été par la suite remaniée ou révisée ne signifie pas que M. Crowe y ait été étranger avant qu'elle soit soumise à l'Office.

L'avocat de Pipeline de gaz arctique canadien Limitée semble affirmer qu'aucune décision définitive n'a été prise quant à la demande de certificat pendant que M. Crowe était membre du groupe d'étude. Il reconnaît que la praticabilité économique et financière a été prise en considération dans les décisions du groupe d'étude auxquelles M. Crowe a participé, mais il prétend qu'en ce qui concerne la décision de demander un certificat, cela n'était pas concluant sur le point de savoir si la commodité et la nécessité publiques existaient ou existeraient deux ans plus tard. Cette prétention tient pour admise l'absence de crainte raisonnable de partialité ou en fait défendre l'existence de la question de savoir si l'on peut dire que le groupe d'étude avait pris la décision même que l'Office doit rendre. Il ne peut exister un tel lien de causalité. Naturellement toute demande en vertu de l'art. 44 est élaborée en vue d'une décision favorable mais l'Office a des pouvoirs assez étendus pour exiger des modifications à une proposition comme condition de l'octroi d'un certificat. La crainte raisonnable de partialité ne vient pas de ce qu'on prétend trouver une concordance entre les décisions auxquelles M. Crowe a participé et toutes les prescriptions législatives de l'art. 44, puisque de toute façon celui-ci donne à l'Office toute discrétion pour «tenir compte de toutes les données qui lui semblent pertinentes». La crainte de partialité vient plutôt du fait qu'il a participé à l'élaboration d'au moins quelques-unes des modalités de la demande déposée par la suite, et a appuyé la décision de la présenter. La Cour d'appel fédérale (selon ses propres termes) ne doute pas que M. Crowe ait «participé [aux] réunions et aux décisions prises qui . . . se rapportaient à des plans assez avancés sur la mise en œuvre du projet de pipe-line».

I come then to the question whether the Federal Court of Appeal's negative answer to the question propounded to it is supportable. I have already indicated that that Court introduced considerations into its test of reasonable apprehension of bias which should not be part of its measure. When the concern is, as here, that there be no prejudgment of issues (and certainly no predetermination) relating not only to whether a particular application for a pipeline will succeed but also to whether any pipeline will be approved, the participation of Mr. Crowe in the discussions and decisions leading to the application made by Canadian Arctic Gas Pipeline Limited for a certificate of public convenience and necessity, in my opinion, cannot but give rise to a reasonable apprehension, which reasonably well-informed persons could properly have, of a biased appraisal and judgment of the issues to be determined on a s. 44 application.

This Court in fixing on the test of reasonable apprehension of bias, as in *Ghirardosi v. Minister of Highways for British Columbia*², and again in *Blanchette v. C.I.S. Ltd.*³, (where Pigeon J. said at p. 842-43, that "a reasonable apprehension that the judge might not act in an entirely impartial manner is ground for disqualification") was merely restating what Rand J. said in *Szilard v. Szasz*⁴, at pp. 6-7 in speaking of the "probability or reasoned suspicion of biased appraisal and judgment, unintended though it be". This test is grounded in a firm concern that there be no lack of public confidence in the impartiality of adjudicative agencies, and I think that emphasis is lent to this concern in the present case by the fact that the National Energy Board is enjoined to have regard for the public interest.

For these reasons, the appeal is allowed and the question submitted to the Federal Court of Appeal is answered in the affirmative. As stated in the

² [1966] S.C.R. 367.

³ [1973] S.C.R. 833.

⁴ [1955] S.C.R. 3.

J'en viens à la question de savoir si la réponse négative de la Cour d'appel fédérale à la question soumise est bien fondée. J'ai déjà indiqué qu'on y a pris en considération dans l'analyse de la crainte raisonnable de partialité, des facteurs qui n'auraient pas dû l'être. Lorsqu'il est important, comme en l'espèce, de ne pas avoir de préjugé sur les questions en litige (ni d'opinion préconçue) non seulement à l'égard de la décision sur une demande relative à un pipe-line en particulier mais aussi sur le principe même de la construction d'un pipe-line, la participation de M. Crowe aux discussions et décisions menant à la demande faite par Pipeline de gaz arctique canadien Limitée en vue d'obtenir un certificat de commodité et nécessité publiques, ne peut, à mon avis, que donner naissance, chez des personnes assez bien renseignées, à une crainte raisonnable de partialité dans l'appréciation des questions à trancher sur une demande en vertu de l'art. 44.

Cette Cour en définissant ainsi le critère de la crainte raisonnable de partialité, comme dans l'arrêt *Ghirardosi c. Le Ministre de la Voirie de la Colombie-Britannique*², et aussi dans l'arrêt *Blanchette c. C.I.S. Ltd.*³, (où le juge Pigeon dit aux pp. 842-843 qu'"une crainte raisonnable que le juge pourrait ne pas agir d'une façon complètement impartiale est un motif de récusation") reprenait simplement ce que le juge Rand disait dans l'arrêt *Szilard c. Szasz*⁴, aux pp. 6-7, en parlant de [TRADUCTION] «la probabilité ou la crainte raisonnable de partialité dans l'appréciation ou le jugement, quelque involontaire qu'elle soit». Ce critère se fonde sur la préoccupation constante qu'il ne faut pas que le public puisse douter de l'impartialité des organismes ayant un pouvoir décisionnel, et je considère que cette préoccupation doit se retrouver en l'espèce puisque l'Office national de l'énergie est tenu de prendre en considération l'intérêt du public.

Pour ces motifs, le pourvoi est accueilli et nous répondons affirmativement à la question déferée à la Cour d'appel fédérale. Comme le mentionne le

² [1966] R.C.S. 367.

³ [1973] R.C.S. 833.

⁴ [1955] R.C.S. 3.

formal judgment of this Court, delivered on March 11, 1976, there will be no order as to costs.

The judgment of Martland, Judson and de Grandpré J.J. was delivered by

DE GRANDPRÉ J. (*dissenting*)—As mentioned in the formal judgment of March 11, 1976, I hold the dissenting view that the Federal Court of Appeal was right in coming unanimously to the conclusion that a negative answer should be given to the question referred to it by the National Energy Board:

Would the Board err in rejecting the objections and in holding that Mr. Crowe was not disqualified from being a member of the panel on the grounds of reasonable apprehension or reasonable likelihood of bias?

This question submitted pursuant to subs. 28(4) of the *Federal Court Act* was the result of a concern expressed during the pre-hearing conference on July 9, 1975, by counsel for one of the applicants, namely Canadian Arctic Gas Pipeline Limited (hereinafter referred to as "Arctic Gas"), that if Mr. M. A. Crowe were a member of the panel chosen to deal with the competing applications, a reasonable apprehension of bias in favour of Arctic Gas might be feared. As expressed in the Order of the National Energy Board, dated October 29, 1975, referring the question to the Federal Court of Appeal, the basis of this concern was the fact that the Chairman of the National Energy Board was, prior to that appointment, Chairman of the Canada Development Corporation. That corporation at that time and at all relevant times was wholly owned by the Government of Canada and was one of some 25 or 26 members of the Arctic Gas—Northwest Project Study Group, a consortium of companies which had brought about the incorporation of Canadian Arctic Gas Pipeline Limited. In his capacity as Chairman of Canada Development Corporation, until his resignation in 1973, Mr. Crowe had participated in certain determinations and decisions of the Study Group concerning relevant issues now the subject matter of the application, including the routing of the proposed Canadian Arctic Gas pipeline.

prononcé de cette Cour, en date du 11 mars 1976, il n'y a pas d'adjudication de dépens.

Le jugement des juges Martland, Judson et de Grandpré a été rendu par

LE JUGE DE GRANDPRÉ (*dissident*)—Tel que mentionné dans le jugement du 11 mars 1976, je suis dissident en l'espèce, étant d'avis que la Cour d'appel fédérale était fondée à conclure unanimement qu'il fallait répondre négativement à la question déferée par l'Office national de l'Énergie:

L'Office ferait-il erreur en rejetant les objections et en statuant que M. Crowe n'est pas inhabile à faire partie du comité pour cause de crainte ou probabilité raisonnable de partialité?

Cette question a été déferée en vertu du par. (4) de l'art. 28 de la *Loi sur la Cour fédérale*, par suite de l'inquiétude exprimée par l'avocat de l'un des requérants, Pipeline de gaz arctique canadien Limitée (ci-après appelée «Gaz arctique»), lors de la conférence préalable du 9 juillet 1975, que si M. Crowe faisait partie du groupe désigné pour entendre les demandes en conflit, il y avait raisonnablement lieu de craindre qu'il y ait, chez ce dernier, partialité en faveur de Gaz arctique. Comme le mentionne l'ordonnance de l'Office national de l'énergie, en date du 29 octobre 1975, déférant la question à la Cour d'appel fédérale, cette inquiétude se fondait sur le fait que le président de l'Office national de l'énergie était, avant cette nomination, président de la Corporation de développement du Canada. A cette époque et à toutes les époques pertinentes, tout le capital-actions de la corporation était détenu par le gouvernement du Canada et elle était l'un des vingt-cinq ou vingt-six membres de Gaz arctique—Northwest Project Study Group, un consortium de compagnies qui avait constitué en corporation Pipeline de gaz arctique canadien Limitée. En sa qualité de président de la Corporation de développement du Canada, jusqu'à sa démission en 1973, M. Crowe avait participé à certaines délibérations et décisions du groupe d'étude ayant trait à des questions faisant maintenant l'objet de la demande, notamment le tracé projeté pour le pipeline de gaz arctique canadien.

As a result of this expression of concern, counsel for Arctic Gas, at the direction of the Board, forwarded in mid-September to all interested persons a number of documents, the relevant ones being correspondence between Canadian Arctic Study Group and Canada Development Corporation, the relevant minutes of the Management and Executive Committees of the Canadian Arctic Gas Study Group, (all irrelevant entries, namely reports and discussions where no action was taken, having been blanked out), minutes of the Finance, Tax and Accounting Committee of the Study Group, the Study Group agreement itself.

In addition, on the 17th of October, a copy of the written statement to be read at the opening of the hearing by Mr. Crowe was addressed to all interested persons.

The hearing of the applications commenced on the 27th day of October 1975. Mr. Crowe at the outset read his statement. Of the 88 interested persons recognized by the Board either as applicants or under s. 45 of the Statute, only 5 objected and 3 of these are appellants before this Court. All of the competing applicants were satisfied that no reasonable apprehension of bias could be entertained.

On this bare outline of the facts, the following preliminary points may be made:

- (1) there is no suggestion that there exists any actual or pecuniary bias on the part of Mr. Crowe;
- (2) the reasonable apprehension of bias, if it exists, could refer to
 - (a) the need for a pipeline, and
 - (b) if point (a) is decided in the affirmative, the identity of the party who should receive the certificate;

inasmuch as all of the competing applicants are satisfied with the presence of Mr. Crowe on the panel, this last point is not before us; of course, it is common ground that all applications might be turned down;

Par suite de cette manifestation d'inquiétude, l'avocat de Gaz arctique, à la demande de l'Office, fit parvenir vers la mi-septembre à tous les intéressés un certain nombre de documents. Parmi ceux-ci s'avéraient pertinents la correspondance entre le groupe d'étude sur le gaz arctique canadien et la Corporation de développement du Canada, les procès-verbaux du comité de direction et du comité exécutif du groupe d'étude ayant trait au sujet (les autres écritures, comme par exemple les rapports et les discussions qui n'avaient pas eu de suite, ayant été rayées), les procès-verbaux du comité des finances, des impôts et de la comptabilité et le texte de la Convention du groupe d'étude.

De plus, le 17 octobre, une copie de la déclaration que M. Crowe devait lire à l'ouverture de l'audience a été communiquée à tous les intéressés.

L'audition des demandes débuta le 27 octobre 1975 et s'ouvrit sur l'exposé de M. Crowe. Sur les 88 personnes intéressées, à titre de requérants ou reconnues comme telles par l'Office en vertu de l'art. 45 de la Loi, 5 seulement, dont les 3 appelants, ont présenté des objections. Tous les requérants en conflit estimaient qu'il n'y avait raisonnablement pas lieu de craindre la partialité.

D'après ce bref exposé des faits, on peut établir d'abord les points suivants:

- (1) rien ne laisse entendre qu'il y ait partialité, chez M. Crowe, pouvant se fonder sur un intérêt réel ou pécuniaire;
- (2) la crainte raisonnable de partialité, si elle existe, pourrait avoir trait
 - a) à la nécessité d'un pipeline et,
 - b) en cas de réponse affirmative à l'alinéa a), au choix du requérant qui pourrait obtenir le certificat;

dans la mesure où les requérants en conflit ne s'opposent pas à la présence de M. Crowe à titre de membre du groupe chargé d'entendre les demandes, nous n'avons pas à trancher cette dernière question; il est admis que toutes les demandes peuvent être rejetées;

(3) the question must be studied in the sole light of the documents submitted to the Court which, in addition to those already mentioned, are:

- (a) the proceedings before the Board on October 27, 1975;
- (b) the guidelines for northern pipelines issued by the Canadian Government on August 13, 1970;
- (c) a report of the National Energy Board, dated April 1975, entitled 'Canadian Natural Gas—Supply & Requirements' following public hearings held pursuant to Part I of the National Energy Board Act, from November 1974 to March 1975.

It is on this material that the Federal Court of Appeal unanimously came to its conclusion:

On the totality of the facts, which have been described only in skeletal form, we are all of the opinion that they should not cause reasonable and right minded persons to have a reasonable apprehension of bias on the part of Mr. Crowe, either on the question of whether present or future public convenience and necessity require a pipeline or the question of which, if any, of the several applicants should be granted a certificate.

I have already stated my concurrence with this reading of the facts.

I

The proper test to be applied in a matter of this type was correctly expressed by the Court of Appeal. As already seen by the quotation above, the apprehension of bias must be a reasonable one, held by reasonable and right minded persons, applying themselves to the question and obtaining thereon the required information. In the words of the Court of Appeal, that test is "what would an informed person, viewing the matter realistically and practically—and having thought the matter through—conclude. Would he think that it is more likely than not that Mr. Crowe, whether consciously or unconsciously, would not decide fairly."

I can see no real difference between the expressions found in the decided cases, be they 'reasonable apprehension of bias', 'reasonable suspicion of

(3) la question doit être examinée à la seule lumière des documents soumis à la Cour, qui, en plus de ceux déjà mentionnés sont:

- a) les procédures devant l'Office, le 27 octobre 1975;
- b) les directives régissant les pipe-lines dans le nord, édictées par le gouvernement du Canada le 13 août 1970;
- c) un rapport de l'Office national de l'énergie, d'avril 1975, intitulé «Le Gaz naturel au Canada—Besoins & Approvisionnements», publié à la suite d'audiences publiques tenues conformément à la Partie I de la Loi sur l'Office national de l'énergie, de novembre 1974 à mars 1975.

C'est sur ces documents que la Cour d'appel fédérale s'est fondée pour conclure unanimement:

En nous fondant sur l'ensemble des faits, qui n'ont été exposés que sommairement, nous sommes tous d'avis qu'une personne juste et raisonnable n'aurait pas lieu de craindre que Crowe ne soit pas impartial sur la question de savoir si la commodité et la nécessité publiques, présentes et futures, rendent nécessaire la construction d'un pipe-line ni sur la question de savoir, si elle se pose, laquelle des diverses requérantes devrait obtenir le certificat.

J'ai déjà indiqué que je suis d'accord avec cette interprétation des faits.

I

La Cour d'appel a défini avec justesse le critère applicable dans une affaire de ce genre. Selon le passage précité, la crainte de partialité doit être raisonnable et le fait d'une personne sensée et raisonnable qui se poserait elle-même la question et prendrait les renseignements nécessaires à ce sujet. Selon les termes de la Cour d'appel, ce critère consiste à se demander «à quelle conclusion en arriverait une personne bien renseignée qui étudierait la question en profondeur, de façon réaliste et pratique. Croirait-elle que, selon toute vraisemblance, M. Crowe, consciemment ou non, ne rendra pas une décision juste?»

Je ne vois pas de différence véritable entre les expressions que l'on retrouve dans la jurisprudence, qu'il s'agisse de «crainte raisonnable de

bias', or 'real likelihood of bias'. The grounds for this apprehension must, however, be substantial and I entirely agree with the Federal Court of Appeal which refused to accept the suggestion that the test be related to the "very sensitive or scrupulous conscience".

This is the proper approach which, of course, must be adjusted to the facts of the case. The question of bias in a member of a court of justice cannot be examined in the same light as that in a member of an administrative tribunal entrusted by statute with an administrative discretion exercised in the light of its experience and of that of its technical advisers.

The basic principle is of course the same, namely that natural justice be rendered. But its application must take into consideration the special circumstances of the tribunal. As stated by Reid, *Administrative Law and Practice*, 1971, at p. 220:

... 'tribunals' is a basket word embracing many kinds and sorts. It is quickly obvious that a standard appropriate to one may be inappropriate to another. Hence, facts which may constitute bias in one, may not amount to bias in another.

To the same effect, the words of Tucker L.J., in *Russell v. Duke of Norfolk and others*⁵, at p. 118:

There are, in my view, no words which are of universal application to every kind of inquiry and every kind of domestic tribunal. The requirements of natural justice must depend on the circumstances of the case, the nature of the inquiry, the rules under which the tribunal is acting, the subject-matter that is being dealt with, and so forth.

In the case at bar, the test must take into consideration the broad functions entrusted by law to the Board. These are numerous and it is sufficient for our purpose to refer to the two main classes:

- (1) the advisory functions under Part II of the Act; s. 22 imposes upon the Board the obligation

⁵ [1949] 1 All E.R. 109.

partialité», «de soupçon raisonnable de partialité», ou «de réelle probabilité de partialité». Toutefois, les motifs de crainte doivent être sérieux et je suis complètement d'accord avec la Cour d'appel fédérale qui refuse d'admettre que le critère doit être celui d'une personne de nature scrupuleuse ou tatillonne».

Telle est la façon juste d'aborder la question mais il faut évidemment l'adapter aux faits de l'espèce. La question de la partialité ne peut être examinée de la même façon dans le cas d'un membre d'un tribunal judiciaire que dans le cas d'un membre d'un tribunal administratif que la loi autorise à exercer ses fonctions de façon discrétionnaire, à la lumière de son expérience ainsi que de celle de ses conseillers techniques.

Évidemment, le principe fondamental est le même: la justice naturelle doit être respectée. En pratique cependant, il faut prendre en considération le caractère particulier du tribunal. Comme le remarque Reid, *Administrative Law and Practice*, 1971, à la p. 220:

[TRADUCTION] ... 'tribunal' est un mot fourre-tout qui désigne des organismes multiples et divers. On se rend vite compte que des normes applicables à l'un ne conviennent pas à un autre. Ainsi, des faits qui pourraient être des motifs de partialité dans un cas peuvent ne pas l'être dans un autre.

Lord Tucker abonde dans le même sens dans *Russell v. Duke of Norfolk and others*⁵, à la p. 118:

[TRADUCTION] Il n'existe pas à mon avis un principe qui s'applique universellement à tous les genres d'enquêtes et de tribunaux internes. Les exigences de la justice naturelle doivent varier selon les circonstances de l'affaire, la nature de l'enquête, les règles qui régissent le tribunal, la question traitée, etc.

En l'espèce, le critère employé doit prendre en considération les vastes fonctions conférées à l'Office par la loi. Elles sont nombreuses et, aux fins des présentes, il suffit d'en citer les deux principales catégories:

- (1) les fonctions consultatives, en vertu de la Partie II de la Loi; l'art. 22 impose à l'Office de

⁵ [1949] 1 All E.R. 109.

to make continuous studies and reports, on its own and at the request of the Minister; to that end, "the Board shall, wherever appropriate, utilize agencies of the Government of Canada to obtain technical, economic and statistical information and advice";

(2) the issuance of certificates of public convenience and necessity under Part III; s. 44 enacts that in the discharge of this duty, "the Board shall take into account all such matters as to it appear to be relevant and without limiting the generality of the foregoing, the Board may have regard ..." to five factors listed in the section.

While, under s. 22, there is no obligation to take into account the submissions of third parties, s. 45 states that "the Board shall consider the objections of any interested person". Finally, it is to be noted that both these duties culminate in conclusions which are submitted in the first case to the Minister who may decide to act or not to act and, in the second case, to the Governor in Council who may decide to approve or not to approve.

It follows that the National Energy Board is a tribunal that must be staffed with persons of experience and expertise. As was said by Hyde J. of the Quebec Court of Appeal in *R. v. Picard et al.*⁶, at p. 661:

Professional persons are called upon to serve in judicial, quasi-judicial and administrative posts in many fields and if Governments were to exclude candidates on such ground, they would find themselves deprived of the services of most professionals with any experience in the matters in respect of which their services are sought. Accordingly, I agree with the Court below that this ground was properly rejected.

The same thought is to be found in the decision of the Court of Appeal of Nova Scotia in *Tomko v. N.S. Labour Relations Board et al.*⁷, where one MacNeil, a member of the Board, had actively participated in meetings attended by representatives of the employer and representatives of the

faire des études suivies et des rapports, de sa propre initiative ou sur la demande du Ministre; à ces fins, «l'Office doit, quand la chose est pertinente, recourir aux organismes du gouvernement du Canada pour obtenir les renseignements et avis d'ordre technique, économique et statistique»;

(2) la délivrance de certificats de commodité et de nécessité publiques en vertu de la Partie III; l'art. 44 prévoit qu'à cette fin, l'Office «doit tenir compte de toutes les données qui lui semblent pertinentes, et, sans limiter la généralité de ce qui précède, peut considérer ...» les cinq facteurs énumérés dans l'article.

Alors qu'aux termes de l'art. 22 il n'y a aucune obligation de prendre en considération les prétentions de tierces parties, l'art. 45 décrète que «l'Office doit étudier les objections de toute personne intéressée». Enfin, il faut noter que dans les deux cas l'Office doit en arriver à des conclusions que, respectivement, il soumet au Ministre qui peut décider d'y donner suite ou non et au gouverneur en conseil qui peut les approuver ou non.

L'Office national de l'énergie est donc un tribunal dont les membres doivent être expérimentés et compétents. Comme le remarquait le juge Hyde de la Cour d'appel du Québec dans *R. v. Picard et al.*⁶, à la p. 661:

[TRADUCTION] On fait appel à des professionnels pour remplir des fonctions judiciaires, quasi-judiciaires et administratives dans plusieurs domaines. Si le gouvernement devait exclure des candidats pour ce motif, il se priverait des services de la plupart des professionnels ayant quelque expérience dans les domaines pour lesquels on recherche leurs services. Par conséquent, j'estime que le tribunal d'instance inférieure a rejeté, à bon droit, ce moyen.

La même opinion est exprimée dans l'arrêt de la Cour d'appel de la Nouvelle-Écosse, *Tomko v. N.S. Labour Relations Board et al.*⁷, où un certain MacNeil, membre de la Commission des relations de travail, avait participé activement à des réunions portant sur la question même que devait

⁶ (1968), 65 D.L.R. (2d) 658.

⁷ (1974), 9 N.S.R. (2d) 277 *affd.* [1977] 1 S.C.R. 112.

⁶ (1968), 65 D.L.R. (2d) 658.

⁷ (1974), 9 N.S.R. (2d) 277 *confirmée* [1977] 1 S.C.R. 112.

unions respecting the subject matter on the very point to be adjudicated before the Board. In particular, in a meeting five days before the Order was issued, he had said that the facts gave no excuse to the men to be on strike. Studying the allegation of bias, MacKeigan, C.J., said (at p. 298):

One of the principles of 'natural justice' that must be observed by the Panel and its members in exercising power under s. 49 is to act fairly, in good faith, and without bias. The rules which disqualify judges for personal interest in the result or likelihood of bias thus apply. See: de Smith on *Judicial Review of Administrative Action* 3rd ed., c. 5, and Reid on *Administrative Law and Practice*, c. 7.

This does not mean, however, that the standards of what constitutes disqualifying interest or bias are the same for a tribunal like the Panel as for the courts. The nature and purpose of the *Trade Union Act* dictate that members 'bring an experience and knowledge acquired extra-judicially to the solution of their problems' (Lord Simonds in *John East*, supra, A.C. at p. 151, D.L.R. at p. 682).

The many unions and many subcontractors and suppliers involved in any single construction project make it inevitable that union representatives on the Panel and most employer representatives would each have at least an indirect interest, much knowledge and many preconceptions and prejudgments respecting any matter coming before the Panel. Thus mere prior knowledge of the particular case or preconceptions or even prejudgments cannot be held *per se* to disqualify a Panel member.

And he concluded (at p. 299):

I cannot find on the evidence that MacNeil had the kind of interest or displayed the kind of bias that should disqualify him as a member of the Panel. He obviously knew all about the walkout and its causes, thought it was an illegal work stoppage, knew that the plaintiff was involved in it and had 'condoned' it, and was fully aware of the plaintiff's commanding position in the Labourers' Union. I cannot see, however, that such knowledge and opinions show likelihood of bias, likelihood that MacNeil would be unable to exercise his duties impartially as a member of the Board.

trancher la Commission et auxquelles assistaient des représentants de l'employeur et des syndicats. En particulier, au cours d'une réunion tenue cinq jours avant que l'ordonnance soit rendue, il avait déclaré que les faits ne justifiaient pas une grève des employés. Examinant la question de la partialité, le juge en chef MacKeigan dit (à la p. 298):

[TRADUCTION] Selon les principes de la 'justice naturelle' que doivent observer le comité et ses membres dans l'exercice des pouvoirs conférés par l'art. 49, ils doivent notamment agir de façon équitable, de bonne foi et sans partialité. Les règles relatives à la récusation des juges à cause de leur intérêt personnel dans le résultat du litige ou de la probabilité de partialité s'appliquent donc. Voir de Smith, *Judicial Review of Administrative Action* 3^e éd., c. 5 et Reid, *Administrative Law and Practice*, c. 7.

Cela ne signifie pas toutefois que dans l'appréciation de ce qui constitue l'intérêt ou la partialité entraînant la récusation, on applique les mêmes critères à un tribunal comme le comité qu'aux cours de justice. Le caractère et le but du *Trade Union Act* requièrent que les membres du comité [TRADUCTION] «se servent de l'expérience et des connaissances acquises extra-judiciairement pour résoudre les problèmes» (Lord Simonds, dans *John East*, supra, A.C. à la p. 151, D.L.R. à la p. 682).

Vu la multitude de syndicats, de sous-entrepreneurs et de fournisseurs participant à un seul projet de construction il est inévitable que les représentants des syndicats siégeant au comité ainsi que la plupart des représentants des employeurs soient au moins indirectement concernés, par la question soumise au comité, au moins, qu'ils la connaissent bien et qu'ils aient à son sujet des opinions préconçues et des préjugés. Ainsi ni la simple connaissance antérieure du cas particulier ni certaines opinions préconçues ou préjugés ne suffisent d'eux-mêmes pour récuser un membre du comité.

Et il conclut (à la p. 299):

[TRADUCTION] La preuve ne me permet pas de conclure que MacNeil avait cet intérêt ou a fait preuve de cette partialité qui devrait le rendre inhabile à siéger au comité. Il était évidemment au courant du débrayage et de ses causes, il estimait que l'arrêt de travail était illégal, il savait que le demandeur était impliqué dans cet arrêt de travail et y était sympathique, et il connaissait parfaitement l'importance du rôle du demandeur dans le syndicat. Toutefois je ne peux conclure que cette connaissance et ces opinions démontrent la probabilité de partialité, savoir que MacNeil serait incapable d'exercer ses fonctions de membre de la Commission de façon impartiale.

This judgment was confirmed by our Court on December 19, 1975 where Laskin, C.J.C., speaking for the majority, said:

There was also an allegation of bias against a member of the Panel but this Court did not require the respondents to meet it, holding the allegation to be without substance.

Members of administrative boards acquire their expertise by virtue of previous exposure to the industry which they are appointed to regulate. The system would not work if it were not premised on an assertion of faith in those appointed to adjudicate:

It is to be assumed that a body of men entrusted by the Legislature with large powers affecting the rights of others will act with good faith.

Re Schabas et al and Caput of the University of Toronto et al (1975), 52 D.L.R. (3d) 495 at page 506.

Cabinet officers charged by Congress with adjudicatory functions are not assumed to be flabby creatures any more than judges are. Both may have an underlying philosophy in approaching a specific case. But both are assumed to be men of conscience and intellectual discipline, capable of judging a particular controversy fairly on the basis of its own circumstances.

United States v. Morgan (1940), 313 U.S. 409 at page 421, per Mr. Justice Frankfurter.

That good faith is not shaken by the fact a member of the Board may have held tentative views. Not only is this the situation in Canada as appears from the judgment in *Tomko*, above but it is the situation in England—1 Halsbury (4th edition) at pp. 83-84:

In a wide range of other situations the impression may be received that an adjudicator is likely to be biased. A person ought not to participate or appear to participate in an appeal against his own decision, or act or appear to act as both prosecutor and judge; the general rule is that in such circumstances the decision will be set aside. Normally it will also be inappropriate for a member of a tribunal to act as witness. Likelihood of bias may also arise because an adjudicator has already indicated partisanship by expressing opinions antagonistic or favourable to the parties before him, or has made known his views about the merits of the very issue or issues of a

Ce jugement a été confirmé par cette Cour le 19 décembre 1975, alors que le juge en chef Laskin, parlant au nom de la majorité, disait:

On alléguait aussi la partialité d'un membre du Comité, mais cette Cour, considérant la prétention sans fondement, n'a pas demandé aux intimés d'y répondre.

Les membres de commissions administratives deviennent experts grâce à leurs contacts antérieurs avec l'industrie qu'ils sont appelés à régler. Le système ne fonctionnerait pas s'il n'était pas fondé sur une affirmation de confiance envers ceux qui sont nommés pour prendre des décisions:

[TRADUCTION] On doit présumer que ceux à qui la Législature confie des pouvoirs étendus, touchant les droits des tiers, agiront de bonne foi.

Re Schabas et al and Caput of the University of Toronto et al (1975) 52 D.L.R. (3d) 495, à la p. 506.

[TRADUCTION] Les membres du Cabinet qui, dans l'exercice des pouvoirs conférés par le Congrès, doivent rendre des décisions, ne sont pas censés être des êtres amorphes, pas plus que les juges d'ailleurs. Les uns et les autres peuvent avoir leur propre philosophie lorsqu'ils abordent un cas particulier, mais on présume qu'ils sont des hommes de conscience pouvant, grâce à leur discipline intellectuelle, juger un litige donné de façon équitable selon les circonstances particulières qui l'entourent.

United States v. Morgan (1940), 313 U.S. 409, à la p. 421, par M. le juge Frankfurter.

Cette bonne foi n'est pas mise en doute du seul fait qu'un membre de l'Office peut antérieurement avoir eu certaines opinions sur le sujet. Le principe est reconnu non seulement au Canada, comme le démontre l'arrêt *Tomko*, mais aussi en Angleterre—1 Halsbury (4^e édition) pp. 83-84:

[TRADUCTION] Dans bien d'autres cas, on peut avoir l'impression qu'un arbitre est susceptible d'être partial. Une personne ne doit pas participer ou sembler participer à un appel à l'encontre de sa propre décision, ni agir, ou sembler agir, à la fois à titre de poursuivant et de juge; en règle générale, dans de telles circonstances, la décision sera infirmée. Normalement un membre d'un tribunal ne devrait pas non plus comparaître à titre de témoin. La probabilité de partialité peut aussi résulter du fait qu'un arbitre a déjà exprimé des opinions défavorables ou favorables aux parties ou qu'il a fait connaître son point de vue sur le bien-fondé de la question en litige

similar nature in such a way as to suggest prejudgment because he is so actively associated with the institution or conduct of proceedings before him, either in his personal capacity or by virtue of his membership of an interested organisation, as to make himself in substance, both judge and party, or because of his personal relationship with a party or for other reasons. It is not enough to show that the person adjudicating holds strong views on the general subject matter in respect of which he is adjudicating, or that he is a member of a trade union to which one of the parties belongs where the matter is not one in which a trade dispute is involved.

The fact that an administrator may incline towards deciding an issue before him one way rather than another, in the light of implementing a policy for which he is responsible, will not affect the validity of his decision, provided that he acts fairly and with a mind not closed to argument; and similar standards may be applied to other persons whose prior connection with the parties or the issues are liable to preclude them from acting with total detachment.

and in Australia, in *Ex parte The Angliss Group*⁸, at p. 151 (A.L.J.R.):

It is therefore important to bear in mind that the Commission does not sit to enforce existing private rights. Amongst other things, it is its function to develop and apply broad lines of action in matters of public concern resulting in the creation of new rights and in the modification of existing rights. It is not necessarily out of place, and indeed it might be expected that a member of the Commission from time to time in the course of discharging his duties should express more or less tentative views as to the desirability of change in some principle of wage fixation. The very nature of the office of a member of the Commission requires that he should apply his mind constantly to general questions of arbitral policy and consider the lines along which the processes of conciliation and arbitration for the prevention and settlement of industrial disputes ought to move.

and in the United States—*New Hampshire Milk Dealers Association v. New Hampshire Milk Control Board*⁹, at p. 198:

It is a well-established legal principle that a distinction must be made between a preconceived point of view about certain principles of law or a predisposed view

ou de questions similaires, de façon à laisser croire qu'il a des préjugés parce qu'il est activement associé à l'institution ou à la marche des procédures à titre personnel ou à titre de membre d'un organisme intéressé, de façon à être en fait juge et partie. Les relations personnelles de l'arbitre avec l'une des parties ou d'autres motifs peuvent en être aussi la source. Il ne suffit pas de démontrer qu'un arbitre a des idées bien arrêtées dans le domaine où il est appelé à se prononcer, ou qu'il est membre du même syndicat qu'une des parties dans la mesure où il ne s'agit pas de régler un conflit syndical.

Le fait qu'un fonctionnaire, dans l'application d'une politique dont il est responsable, puisse être porté à trancher la question qui lui est soumise dans un sens plutôt que dans un autre, n'aura pas d'effet sur la validité de sa décision, dans la mesure où il agit équitablement et avec un esprit ouvert; et les mêmes critères s'appliquent à d'autres personnes dont les relations antérieures avec les parties ou les questions en litige pourraient les empêcher d'agir de façon complètement désintéressée.

et en Australie, dans *Ex parte The Angliss Group*⁸, à la p. 151 (A.L.J.R.):

[TRADUCTION] Il est donc important de retenir que la Commission ne siège pas pour protéger les droits privés existants. Ses fonctions, entre autres, sont d'élaborer et d'appliquer des lignes de conduite générales dans des questions d'intérêt public menant à la création de droits nouveaux et à la modification des droits existants. Il n'est pas nécessairement déplacé qu'un membre de la Commission, dans l'exercice de ses fonctions, exprime à l'occasion des opinions plus ou moins définitives sur l'opportunité d'un changement à quelque principe en matière de détermination des salaires. Le caractère même des fonctions d'un membre de la Commission exige qu'il examine constamment les questions générales de politique d'arbitrage et les principes qui doivent guider les processus de conciliation et d'arbitrage en vue de la prévention et du règlement des différends industriels.

et aux États-Unis—*New Hampshire Milk Dealers Association v. New Hampshire Milk Control Board*⁹, à la p. 198:

[TRADUCTION] C'est un principe juridique bien établi qu'il faut faire la distinction entre d'une part une idée préconçue sur certaines questions de droit ou sur les

⁸ (1969), 122 C.L.R. 546, 43 A.L.J.R. 150. (H. Ct.).

⁹ (1967), 222 A. (2d) 194.

⁸ (1969), 122 C.L.R. 546, 43 A.L.J.R. 150 (H. Ct.).

⁹ (1967), 222 A. (2d) 194.

about the public or economic policies which should be controlling and a prejudgement concerning issues of fact in a particular case. 2 Davis, *Administrative Law Treatise*, s. 12.01, p. 131. There is no doubt that the latter would constitute a cause for disqualification. However 'Bias in the sense of crystallized point of view about issues of law or policy is almost universally deemed no ground for disqualification.' (...) If this were not the law, Justices Holmes and Brandeis would have been disqualified as would be others from sitting on cases involving issue of law or policy on which they had previously manifested strong diverging views from the holdings of a majority of the members of their respective courts.

It is obvious that the considerations which underlie the operations of the Board are policy oriented. Section 91 imposes upon the Board the obligation through the Minister to report to Parliament on a yearly basis and the Act establishes numerous points of contact between the Minister and the Board. This policy orientation is the joint effort of the Minister and of the Board. The guidelines announced by the Government on August 13, 1970 for northern pipelines are relevant and I quote them at length:

1. The Ministers of Energy, Mines and Resources, and Indian Affairs and Northern Development will function as a point of contact between Government and industry, acting as a Steering Committee from which industry and prospective applicants will receive guidance and direction to those federal departments and agencies concerned with the particular aspects of northern pipelines.
2. Initially, only one trunk oil pipeline and one trunk gas pipeline will be permitted to be constructed in the north within a 'corridor' to be located and reserved following consultation with industry and other interested groups.
3. Each of these lines will provide either 'common' carrier service at published tariffs or a 'contract' carrier service at a negotiated price for all oil and gas which may be tendered thereto.
4. Pipelines in the north, like pipelines elsewhere which are within the jurisdiction of the Parliament of Canada, will be regulated in accordance with the National Energy Board Act, amended as may be appropriate.

politiques générales ou économiques qui devraient prévaloir et d'autre part des préjugés à l'égard des questions de fait dans un cas particulier. 2 Davis, *Administrative Law Treatise*, art. 12.01, p. 131. Il s'agit indubitablement dans ce dernier cas d'un motif de récusation. Toutefois, la «partialité au sens d'opinion bien précise sur des questions de droit ou de politique est presque universellement reconnue, comme n'étant pas un motif de récusation» (...) Dans le cas contraire, les juges Holmes et Brandeis, comme bien d'autres, auraient été considérés inhabiles à siéger dans les affaires concernant des questions de droit ou de politique sur lesquelles ils avaient antérieurement exprimé des opinions très différentes des décisions de la majorité des membres de leurs tribunaux respectifs.

Il est évident que les considérations sur lesquelles se fondent les activités de l'Office sont d'ordre politique. L'article 91 exige que chaque année l'Office, par l'intermédiaire du Ministre, soumette un rapport au Parlement et la Loi établit des rapports entre le Ministre et l'Office dans bien des cas. Les lignes de conduite sont établies conjointement par le Ministre et l'Office. Les directives régissant les pipe-lines dans le nord, annoncées par le gouvernement le 13 août 1970, sont pertinentes et je les cite au complet:

1. Le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources et celui des Affaires indiennes et du Nord canadien feront la liaison entre le gouvernement et l'industrie, et constitueront le Comité directeur chargé d'aviser et de diriger l'industrie et les candidats éventuels vers les ministères et organismes fédéraux responsables des divers aspects de la région des pipe-lines dans le Nord.
2. Dans le Nord, on ne permettra au début que la construction d'une seule conduite principale pour le pétrole et d'une seule pour le gaz et elles seront situées dans les limites d'un «corridor» dont le tracé sera fixé à la suite de consultations avec les représentants de l'industrie et d'autres groupes intéressés.
3. Chacune de ces conduites dispensera soit un service de transport «en commun» à des tarifs établis, soit un service de transport «par contrat» à un tarif qui sera négocié pour l'ensemble du pétrole et du gaz qui feront l'objet d'appels d'offres.
4. Les pipe-lines du Nord, tout comme ceux situés à d'autres endroits et qui tombent sous la juridiction du gouvernement du Canada, seront réglementés en vertu des dispositions de la Loi sur l'Office national de l'énergie et des modifications qu'on pourra juger bon d'y apporter.

5. Means by which Canadians will have a substantial opportunity for participating in the financing, engineering, construction, ownership and management of northern pipelines will form an important element in Canadian government consideration of proposals for such pipelines.
 6. The National Energy Board will ensure that any applicant for a Certificate of Public Convenience and Necessity must document the research conducted and submit a comprehensive report assessing the expected effects of the project upon the environment. Any certificate issued will be strictly conditioned in respect of preservation of the ecology and environment, prevention of pollution, prevention of thermal and other erosion, freedom of navigation, and the protection of the rights of northern residents, according to standards issued by the Governor General in Council on the advice of the Department of Indian Affairs and Northern Development.
 7. Any applicant must undertake to provide specific programs leading to employment of residents of the north both during the construction phase and for the operation of the pipeline. For this purpose, the pipeline company will provide for the necessary training of local residents in coordination with various government programs, including on-the-job training projects. The provision of adequate housing and counselling services will also be a requirement.
5. Les possibilités offertes aux Canadiens de participer dans une bonne mesure au financement, à la planification, à la construction, au contrôle et à la gestion des pipe-lines du Nord constitueront un facteur important lorsque le gouvernement canadien étudiera les projets de construction de tels pipe-lines.
 6. L'Office national de l'énergie exigera que tout candidat à un Certificat de commodité et de nécessité publiques fournisse les documents justifiant les recherches entreprises et présente un rapport complet sur les effets probables du projet sur le milieu naturel. Chaque certificat émis contiendra des restrictions sévères concernant la préservation de l'écologie et du milieu, la prévention de la pollution, de l'érosion thermique et d'autres formes d'érosion, la liberté de la navigation et la protection des droits des habitants du Nord, conformément aux normes établies par le Gouverneur général en conseil, après consultation avec le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien.
 7. Chaque candidat doit s'engager à mettre au point des programmes précis d'emploi des habitants du Nord tant durant les travaux de construction que pour l'exploitation du pipe-line. A cet effet, la société du pipe-line dispensera aux habitants la formation nécessaire, qui sera coordonnée avec les différents programmes gouvernementaux et comprendra des stages de formation. On exigera aussi la mise en œuvre de services de logement et de consultation appropriés.

Thus the basic principle in matters of bias must be applied in the light of the circumstances of the case at bar. The Board is not a Court nor is it a quasi-judicial body. In hearing the objections of interested parties and in performing its statutory functions, the Board has the duty to establish a balance between the administration of policies they are duty bound to apply and the protection of the various interests spelled out in s. 44 of the Act. The decision to be made by the Board transcends the interest of the parties and involves the public interest at large. In reaching its decision, the Board draws upon its experience, upon the experience of its own experts, upon the experience of all agencies of the Government of Canada and, obviously, is not and cannot be limited to deciding the matter on the sole basis of the representations made before it. It is not possible to apply to such a

Le principe fondamental régissant les questions de partialité doit s'appliquer à la lumière des circonstances en l'espèce. L'Office n'est pas un tribunal judiciaire ni un organisme quasi-judiciaire. En étudiant les objections des parties intéressées et en exerçant les fonctions, que lui a attribuées la Loi, l'Office est tenue de maintenir l'équilibre entre les lignes de conduite qu'elle a l'obligation d'appliquer et la protection des différents intérêts mentionnés à l'art. 44 de la Loi. La décision que doit rendre l'Office va au-delà des intérêts des parties et concerne l'intérêt public en général. Pour parvenir à une décision l'Office se fonde sur son expérience, sur celle de ses experts et celle de tous les organismes du gouvernement du Canada. Il est évident qu'il ne peut être obligé de se fonder uniquement sur les représentations qui lui sont faites pour trancher la question. On ne

body the rules of bias governing the conduct of a court of law.

II

Such being the legal principles involved, what would a reasonable and right minded person have discovered if he had taken the time and trouble of informing himself of the true situation?

He would first have discovered in the words of the representative of the Committee for Justice and Liberty Foundation before the Board on the 27th October 1975 that the industry "had foreseen the need to transport northern natural gas south several years ago" and that "Mr. Crowe was actively involved in a sequence of decisions based on the presupposition that a pipeline was required". In other words, the basic decision to build a pipeline or at least to make an application to the National Energy Board was taken in principle long before Mr. Crowe became involved in the Study Group and for that matter in the CDC. As already noted, on August 13, 1970, the Canadian Government published guidelines for northern pipelines; the press release prepared jointly by the Department of Energy, Mines and Resources and by the Department of Indian Affairs and Northern Development underlines:

The guidelines relate to pipelines tapping oil and gas resources north of the 60th degree of latitude in the Yukon Territory and the Northwest Territories and from Alaska. They establish requirements ranging from environmental protection, pollution control and Canadian ownership and participation to training and employment of residents of the north. Initially, only one trunk line each for oil and gas will be permitted in the north within a 'corridor' to be established at a future date.

At that time, the industry had already not only expressed interest in constructing pipelines but had already plans and research underway. It is not surprising therefore that when the separate groups decided to join forces on June 1, 1972 in order to

peut appliquer à un organisme de ce genre les critères de partialité qui régissent les tribunaux judiciaires.

II

Les règles de droit étant établies, qu'aurait découvert une personne sensée et raisonnable qui aurait pris le temps et se serait donné la peine de se renseigner sur la véritable situation?

Elle aurait d'abord appris que le représentant du Committee for Justice and Liberty Foundation avait dit devant l'Office le 27 octobre 1975 que l'industrie [TRADUCTION] «avait prévu la nécessité de transporter le gaz naturel vers le sud depuis plusieurs années» et que [TRADUCTION] «M. Crowe avait participé activement à une série de décisions fondées sur l'hypothèse de la nécessité d'un pipe-line». En d'autres termes, la décision initiale de construire un pipe-line ou du moins d'en faire la demande à l'Office national de l'énergie avait fait l'objet d'un accord de principe longtemps avant que M. Crowe participe au groupe d'étude et, avant même son entrée en fonctions à la Corporation de développement du Canada. Comme je l'ai déjà mentionné, le gouvernement du Canada a publié le 13 août 1970 des directives régissant les pipe-lines dans le nord. Le communiqué de presse préparé conjointement par le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources et le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien, souligne que:

Ces lignes de conduite s'appliquent aux pipe-lines destinés au transport du pétrole et du gaz produits au nord du 60° parallèle, tant au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest qu'en Alaska. Elles comportent des exigences qui vont de la protection du milieu naturel, du contrôle de la pollution et de la participation canadienne aux entreprises, à la participation à la formation et à l'embauche des habitants du Nord. Au départ, on ne permettra dans le Nord que la construction d'une seule conduite principale pour le pétrole et d'une autre pour le gaz, et elles devront être situées dans un «corridor» dont les limites seront déterminées à une date ultérieure.

A l'époque, l'industrie avait non seulement indiqué qu'elle s'intéressait à la construction de pipe-lines mais elle avait déjà commencé à préparer les plans et à effectuer des recherches. Il n'est donc pas surprenant que lorsque les divers groupes décidè-

conform with the guidelines, they had already spent \$17,000,000 in these plans and research. When the CDC became a member of the Study Group at the end of November 1972 and Mr. Crowe became the representative of the Corporation on the Management Committee grouping representatives of each of the participants, the problem was that of routing and of ownership and it is to these two points and to these two points only that Mr. Crowe gave his attention. This is the only inference that can be drawn from the records and it is sufficient to refer to the following:

- 1) the application itself submitted by Arctic Gas states that the need to transport northern natural gas to the southern markets had been foreseen several years before;
- 2) the routing by October 25, 1972 when Mr. Crowe for the first time was present as a guest, had already given rise to various studies;
- 3) that very same question of routing was the major matter discussed at subsequent meetings attended by Mr. Crowe;
- 4) the timing, not the advisability of regulatory filings, was officially discussed on February 28, 1973;
- 5) this discussion had been preceded by a letter of February 27, 1973, describing the project scheduling "up to the time of application" in late 1973;
- 6) on May 30, 1973, the minutes mention that "preparations for filings could continue";
- 7) one of the memoranda studied at the meeting of June 27, 1973 states that the application to the National Energy Board is "to be filed this Fall" and underlines "the question that must be resolved now is what kind of an application is to be filed".

What else would the reasonable and right minded person have discovered had he decided to inform himself of the true situation? He would have found that

—the CDC, a corporation wholly owned by the Government of Canada, has by statute a

rent de se réunir le 1^{er} juin 1972 pour se conformer aux directives, ils avaient déjà dépensé \$17,000,000 pour ces plans et recherches. Lorsque la Corporation de développement du Canada devint membre du groupe d'étude à la fin de novembre 1972 et que M. Crowe fut nommé représentant de la Corporation au comité de direction formé de représentants de tous les participants, les questions à décider étaient le tracé et la propriété et c'est à ces deux questions et à celles-ci seulement que M. Crowe s'est arrêté. C'est là la seule conclusion que l'on peut tirer des faits au dossier parmi lesquels il suffit de mentionner:

- 1) la demande elle-même soumise par Gaz arctique allègue que la nécessité de transporter le gaz naturel du nord jusqu'au sud avait été prévue plusieurs années auparavant;
- 2) le 25 octobre 1972, lorsque M. Crowe pour la première fois était présent à titre observateur, la question du tracé avait déjà fait l'objet de différentes études;
- 3) cette question du tracé a été le principal objet des discussions aux réunions subséquentes auxquelles a assisté M. Crowe;
- 4) le 28 février 1973, les discussions officielles ont porté sur la date, et non l'opportunité du dépôt des demandes à l'Office;
- 5) cette discussion suivait la lettre du 27 février 1973 décrivant le programme du projet [TRADUCTION] «jusqu'à la date du dépôt de la demande» à la fin de 1973;
- 6) le 30 mai 1973, le procès-verbal précise que [TRADUCTION] «la préparation du dépôt des demandes peut se poursuivre»;
- 7) un des mémoires étudiés à la réunion du 27 juin 1973 indique que la demande présentée à l'Office national de l'énergie doit [TRADUCTION] «être déposée cet automne» et souligne qu' [TRADUCTION] «il faut déterminer à présent quelle espèce de demande sera déposée».

Qu'aurait encore découvert une personne sensée et raisonnable qui aurait voulu se renseigner sur la situation réelle? Elle aurait constaté que

—la CDC est une compagnie possédée entièrement par le gouvernement du Canada et a, en vertu de

- number of corporate objects which "shall be carried out in anticipation of profits";
- that two of its directors at the relevant time are the Deputy Minister of Industry, Trade and Commerce and the Deputy Minister of Finance;
 - when the CDC joined the Study Group, more than \$23 millions had been invested in the project and the eventual share of the CDC stood at a figure in the neighbourhood of \$1 million;
 - the Study Group which during the participation of Mr. Crowe had decided only two things, namely routing and ownership, had split and that the applications now before the Board, competing as they are for the obtaining of the certificate under s. 44 of the Act, are in fact being made by parties who during Mr. Crowe's participation in the work of the Study Group, had expressed concurrence in the decision of June 27, 1973 which is the major gun in appellant's arsenal.
- la loi, un certain nombre d'objets qu'elle «doit réaliser . . . en vue d'un bénéfice»;
- que deux de ses administrateurs à l'époque pertinente sont le sous-ministre de l'Industrie et du Commerce et le sous-ministre des Finances;
 - lorsque la CDC s'est jointe au groupe d'étude, plus de 23 millions de dollars avaient été investis dans le projet et la part éventuelle de CDC était d'environ 1 million de dollars;
 - le groupe d'étude qui, au moment de la participation de M. Crowe, n'avait décidé que deux questions, le tracé et la propriété, s'était divisé et les demandes maintenant devant l'Office, bien que en conflit pour l'obtention du certificat en vertu de l'art. 44 de la Loi, sont en fait présentées par des parties qui, à l'époque où M. Crowe participait au groupe d'étude, s'étaient mises d'accord sur la décision du 27 juin 1973, qui est la meilleure arme de l'arsenal des appelants.

Thus it follows that to a considerable degree the sole decision taken by Mr. Crowe and his partners, namely that relative to routing and ownership, was now being contested by some of the participants who at the time agreed therewith.

Il s'ensuit que la seule décision importante prise par M. Crowe et ses associés,—le tracé et la propriété—est maintenant sérieusement contestée par certains des participants qui à l'époque étaient d'accord.

Obviously, the parties to the agreement could have a change of heart and decide not to continue with the project. Such a possibility is always present in a proposal of such a magnitude and of such a complexity where the relevant factors are numerous and subject to change practically on a daily basis. In that sense and in that sense only, nothing was definite during the period that Mr. Crowe participated in the work of the Study Group. Apart from this ever present possibility to change one's mind, and this possibility was not discussed between December 1972 and November 1973, the project was on the rails prior to Mr. Crowe joining the group. It is obvious that this ticklish problem of ownership and routing having been settled on June 27, 1973, albeit by a compromise that did not last too long as appears from the competing applications now before the Board, the petition to the National Energy Board had to be prepared. But Mr. Crowe did nothing else but reiterate the decision taken before his coming into the picture to proceed therewith.

Évidemment les parties à l'entente auraient pu changer d'idée et décider de ne pas donner suite au projet. C'est toujours possible dans un projet d'une telle importance et d'une telle complexité dont les facteurs pertinents sont nombreux et sujets à des fluctuations presque quotidiennes. Dans ce sens et, dans ce sens seulement, rien n'était définitif pendant la durée de la participation de M. Crowe aux activités du groupe. Faisant exception de cette possibilité toujours présente de changer d'idée, ce qui n'a jamais été discuté entre décembre 1972 et novembre 1973, on peut dire que le projet était en marche avant que M. Crowe se joigne au groupe. Il est évident qu'après avoir réglé cette délicate question de propriété et de tracé le 27 juin 1973, à la suite d'un compromis qui n'a pas duré longtemps si l'on en juge par les demandes en conflit actuellement devant l'Office, il fallait préparer la demande à l'Office national de l'énergie. Mais M. Crowe n'a fait qu'entériner la décision prise à ce sujet avant son arrivée.

The reasonable and right minded person would also have learned that the applications had been from time to time modified so that the proposal put forth by Arctic Gas and which the Board was to examine in the course of the hearings which started on October 27 last would be different from that examined by the Study Group between December 1972 and November 1973.

He would also have discovered that the report of April 1975 on the supply and requirements of Canadian Natural Gas discloses that Mr. Crowe and the other members of the Board have many question marks on the various points which by s. 44 of the Act may be considered by the Board, namely availability of gas, existence of market, economic feasibility, methods of financing and other public interest matter. It is sufficient here to quote from the conclusions of that study:

Improving deliverability is a complex national problem requiring the cooperation and coordinated planning of producers, gathering and transmission companies and distribution utilities, as well as the governments of producing and consuming provinces and the federal government. Furthermore, short term improvements will have to come from gas already found, but there is a lead time generally of about three years between the initiation of development activity and the delivery of the gas in the market place. It therefore seems imperative to mobilize a concerted effort to bring about appropriate action if any significant improvement in deliverability is to be achieved in the remainder of the 1970's. If Frontier gas were connected—assuming adequate reserves are discovered and suitable transportation arrangements made—the need for and reliance on improved deliverability of gas from the Western Provinces would be reduced after that date.

It is interesting to note that two of the appellants before this Court, namely Canadian Arctic Resources Committee and Consumers' Association of Canada appeared before the Board at the hearing that preceded the publication of this study.

He would also have learned that the Government of Canada as well as the Governments of British Columbia, Saskatchewan, Manitoba,

Une personne sensée et raisonnable aurait aussi appris que les demandes avaient été modifiées à l'occasion de sorte que le projet soumis par Gaz arctique et que l'Office devait examiner aux audiences qui ont commencé le 27 octobre dernier, différerait du projet étudié par le groupe d'étude entre décembre 1972 et novembre 1973.

Elle aurait aussi découvert que le rapport d'avril 1975 sur les besoins et approvisionnements de gaz naturel au Canada révèle que M. Crowe et les autres membres de l'Office ont encore plusieurs problèmes à résoudre sur divers points qui, en vertu de l'art. 44 de la Loi, peuvent être examinés par l'Office, notamment, la disponibilité du gaz, l'existence de marchés, la praticabilité économique, les méthodes de financement et autres sujets d'intérêt public. Il suffit de citer ici les conclusions de cette étude:

L'amélioration de la capacité de livraison constitue un problème national complexe qui nécessite la coopération et la planification coordonnée des producteurs, des collecteurs, des compagnies de transport et des distributeurs, de même que des gouvernements des provinces productrices et consommatrices et du gouvernement fédéral. En outre, les améliorations à court terme devront nécessairement provenir du gaz déjà découvert; toutefois, il existe généralement un délai de démarrage d'environ trois années entre le début des travaux de mise en exploitation et la livraison du gaz sur le marché. Voilà pourquoi il semble indispensable que tous concentrent leurs efforts et prennent les mesures nécessaires si nous voulons accroître de façon sensible la capacité de livraison d'ici la fin des années 1970. Si le gaz des régions pionnières était relié aux centres de consommation—en supposant la découverte de réserves suffisantes et les ententes appropriées quant au transport—il ne serait alors plus autant nécessaire d'accroître la capacité de livraison du gaz des provinces de l'Ouest.

Il est intéressant de souligner que deux des appellants devant cette Cour, savoir Canadian Arctic Resources Committee et l'Association des consommateurs du Canada ont comparu devant l'Office à l'audience qui a précédé la publication de cette étude.

Elle aurait aussi appris que le gouvernement du Canada, ainsi que les gouvernements de la Colombie-Britannique, de la Saskatchewan, du Mani-

Ontario and Quebec have expressly recognized that they cannot entertain any reasonable apprehension of bias on the part of Mr. Crowe. Nothing has been heard from the Province of Alberta but considering its vital interest in the subject matter, it is reasonable to infer that its silence is a complete acceptance of Mr. Crowe's ability to render justice. It is not unreasonable to assume that these seven governments together would look after the public interest and would be the first to raise the question of bias if any reasonable apprehension existed that the basic principles would be offended by the presence of Mr. Crowe.

In my opinion, the Court of Appeal was right in concluding that no reasonable apprehension of bias by reasonable, right minded and informed persons could be entertained.

For all these reasons, as well as for those of the Court of Appeal, I would dismiss the appeal with costs.

Appeal allowed, no order as to costs, MARTLAND, JUDSON and DE GRANDPRÉ JJ. dissenting.

Solicitors for the appellant Committee for Justice and Liberty Foundation: McTaggart, Potts, Stone & Herrige, Toronto.

Solicitor for the appellant Consumers' Association of Canada: T. Gregory Kane, Toronto.

Solicitor for the appellant Canadian Arctic Resources Committee: Alastair Lucas, Toronto.

Solicitor for the Attorney General of Canada: D. S. Thorson, Ottawa.

Solicitor for The National Energy Board: F. H. Lamar, Ottawa.

Solicitor for Canadian Arctic Gas Pipeline Limited et al.: D. G. Gibson, Ottawa.

Solicitors for Foothills Pipe Lines Ltd.: McLaws & Company, Calgary.

toba, de l'Ontario et du Québec ont expressément reconnu qu'ils ne pouvaient pas craindre raisonnablement la partialité de M. Crowe. La province de l'Alberta n'a pas fait connaître son point de vue, mais compte tenu de ses intérêts fondamentaux en la matière, on peut raisonnablement déduire de son silence qu'elle admet sans réserve que M. Crowe n'a aucun motif de se récuser. Il n'est pas déraisonnable de présumer que ces sept gouvernements surveillent les intérêts du public et seraient les premiers à soulever la question de la partialité s'il y avait raisonnablement lieu de craindre que la présence de M. Crowe vienne à l'encontre des principes fondamentaux.

A mon avis, la Cour d'appel a eu raison de conclure que des personnes sensées, raisonnables et bien informées ne pouvaient avoir de crainte raisonnable de partialité.

Pour ces motifs, aussi bien que pour ceux de la Cour d'appel, je rejeterais le pourvoi avec dépens.

Pourvoi accueilli, sans adjudication de dépens, les juges MARTLAND, JUDSON et DE GRANDPRÉ étant dissidents.

Procureurs de l'appelant, Committee for Justice and Liberty Foundation: McTaggart, Potts, Stone & Herrige, Toronto.

Procureur de l'appelante, l'Association des consommateurs du Canada: T. Gregory Kane, Toronto.

Procureur de l'appelant, Canadian Arctic Resources Committee: Alastair Lucas, Toronto.

Procureur du procureur général du Canada: D. S. Thorson, Ottawa.

Procureur de l'Office national de l'énergie: F. H. Lamar, Ottawa.

Procureur de Pipeline de Gaz arctique canadien Limitée: D. G. Gibson, Ottawa.

Procureurs de Foothills Pipe Lines Ltd.: McLaws & Company, Calgary.

Solicitors for The Alberta Gas Trunk Line (Canada) Limited et al.: Burke-Robertson, Chadwick & Ritchie, Ottawa.

Solicitors for Alberta Natural Gas Company: MacKimmie, Matthews, Calgary.

Solicitor for Westcoast Transmission Company Limited: C. D. Williams, Vancouver.

Procureurs de The Alberta Gas Trunk Line (Canada) Limited et autres: Burke-Robertson, Chadwick & Ritchie, Ottawa.

Procureurs de l'Alberta Natural Gas Company: MacKimmie, Matthews, Calgary.

Procureur de Westcoast Transmission Company Limited: C. D. Williams, Vancouver.

Indexed as:
Nakina (Township) v. Canadian National Railway Co. (F.C.A.)

**IN THE MATTER OF an Appeal by the Corporation of the
Township of Nakina from the Decision of the Canadian
Transport Commission dated 16th August, 1985, pursuant to
Section 64, National Transportation Act.**

Between

**The Corporation of the Township of Nakina, Appellant, and
Canadian National Railway Company, Respondent**

[1986] F.C.J. No. 426

69 N.R. 124

39 A.C.W.S. (2d) 341

Action No. A-80-86

Federal Court of Appeal

Ottawa, Ontario

Pratte, Urie and Hugessen JJ.

Heard: June 11, 1986

Judgment: June 26, 1986

Railways -- Boards and tribunals -- Jurisdiction -- Public interest -- Railway company seeking leave to abandon station -- Canadian Transport Commission to consider public interest -- Public interest including effect of abandonment of station on community -- Railway Act, R.S.C. c. R-2, s. 120.

This was an appeal from a decision of the Railway Transport Commission granting leave to abandon a station. CN applied to the Commission for leave to abandon a station. The town in which the station was located opposed the application. The Commission granted leave on the basis that it had no jurisdiction to consider the effect abandonment would have on the community.

HELD: The appeal was allowed. The matter was remitted to the Commission for redetermination.

In determining whether leave to abandon the station under s. 120 of the Railway Act was to be granted, the Commission was to have regard to the public interest. The effect of abandonment was part of the issue of public interest and should have been considered by the Commission.

Statutes and Regulations Cited

Railway Act, R.S.C. 1970, c. R-2, s. 120.

John H. Hornak, for the Appellant.

Terrence H. Hall, for the Respondent.

Diane Nicholas, for the Canadian Transport Commission.

HUGESSEN J. (for the Court):-- The Canadian National Railway Company (CN) proposes changes in its freight train operations between Hornepayne and Armstrong, in Northern Ontario. The changes involve a "run-through" and consequent closing or abandonment of the station at Nakina. Accordingly leave of the Canadian Transport Commission was required pursuant to section 120 of the Railway Act [Footnote appended to judgment.].

The Railway Transport Committee of the Commission held hearings in connection with the proposed closure or abandonment. At those hearings, the appellant, the Corporation of the Township of Nakina, appeared and presented evidence and argument tending to show that the proposed changes would have a drastic effect upon the economy of the region.

The Committee's decision, which forms the subject matter of the present appeal, granted the requested leave to CN. On the matter of the Township's intervention, the Committee stated the problem before it in the following terms:

Section 120 of the Railway Act merely provides that a railway company shall not remove, close or abandon any station, or divisional point nor create a new divisional point that would involve the removal of employees without leave of the Commission. (emphasis added). In the Committee's opinion, it is an accepted principle that where no limits or guidelines are placed on the discretion of the Committee, the Committee may consider the public interest in deciding whether or not to grant leave. While this is clear, it was not apparent how broadly the Committee should define the public interest in the context of section 120. That is, should the Committee examine only those aspects of the public interest that impact directly on railway operations or are all aspects of the public interest relevant? (Case Book, p. 16-17).

After extensively reviewing the case law on the question, none of which it found to be directly on the point, the Committee concluded as follows:

On balance, then, the Committee is of the opinion that it is not entitled, by the words of section 120 of the Railway Act, to take into consideration the effects of a runthrough on the Township of Nakina. (Case Book, p. 23).

I find this conclusion startling. The Committee concedes that it must have regard to the public interest. I would have thought that, by definition, the term "public interest" includes the interests of all the affected members of the public. The determination of what is in the public interest involves the weighing and balancing of competing considerations. Some may be given little or no weight; others much. But surely a body charged with deciding in the public interest is "entitled" to consider the effects of what is proposed on all members of the public. To exclude from consideration any class or category of interests which form part of the totality of the general public interest is accordingly, in my view, an error of law justifying the intervention of this Court.

But there is more. In its rationale for limiting its view of what was the public interest, the Committee, quite correctly in my view, stated:

...the question of how broadly it should define the public interest must be answered not only with reference to section 120, but by taking into consideration the Railway Act as a whole. (Case Book, p. 22-23).

It then went on to give the following analysis of the general scheme of the Act:

The Railway Act is legislation dealing with the running of railways and, by its terms, it gives the Railway Transport Committee of the Canadian Transport Commission jurisdiction in the areas of the technical operation of the railways, the safe operation of the railways and the service provided by the railways in their operation. In a general sense, the Committee is under a duty to exercise this jurisdiction for the public benefit. However, this cannot mean that in all operational, safety and service matters that the Committee must look beyond the immediate issue and adjudicate between the particular railway's interest and the interests of the public in general. This being the case, a narrow interpretation of the factors to be considered in granting leave would be in keeping with the well recognized aim of preserving harmony within the Act. (Case Book, p. 23).

I confess that I am at a loss to understand this passage. While it is true, of course, that the Railway Act gives the Commission special responsibilities in the three areas identified by the Committee, namely, technical operation, safety and service, its power of decision making is by no means limited to a narrow consideration of those matters only. Indeed in some cases the Commission is directed to decide in only the most general terms such as in accordance with the public convenience and necessity. To put the matter another way, while the Commission may have

the jurisdiction, in the public interest, to regulate questions of technical operation, safety and service, those fields of jurisdiction do not themselves constitute either a limitation or a definition of what the public interest is, either generally or with regard to any particular case.

If evidence is relevant to the determination of the question of public interest, it must be admitted and considered. For my part, I find it impossible to say that evidence dealing with the probable economic effects of the proposed changes on the surrounding communities would not be relevant to the question of the public interest. By the same token, I could not say that, for example, evidence as to the probable environmental effects of the proposed changes would not be relevant. Relevance is, of course, always a matter of degree and will vary from case to case depending on the surrounding circumstances; that, however, goes to weight rather than admissibility.

Accordingly, it is my opinion that it would have been error for the Committee not to admit the appellant's evidence; having admitted it, it was error for the Committee to hold that it could not consider it. For clarity, however, I would emphasise that the error lies simply in the failure to consider. Clearly the weight to be given to such consideration is a matter for the discretion of the Commission, which may, in the exercise of that discretion, quite properly decide that other considerations are of greater importance. What it could not do was preclude any examination of evidence and submissions as to the adverse economic impact of the proposed changes on the affected community.

I would allow the appeal and certify to the Commission the opinion that, in considering whether or not to grant leave to close or abandon the station at Nakina pursuant to section 120 of the Railway Act, the Commission is entitled to take into consideration the effects of a run-through on the Township of Nakina.

HUGESSEN J.

PRATTE J.:-- I agree.

URIE J.:-- I agree.

Footnote

R.S.C. 1970, c. R-2.

120. The company shall not, at any time, make any change, alteration or deviation in the railway, or any portion thereof, until the provisions of section 119 are fully complied with, nor remove, close, or abandon any station, or divisional point nor create a new divisional point that would involve the removal of employees, without leave of the Commission; and where any such change is made the company shall compensate its employees as the Commission deems proper for any financial loss caused to them by change of residence necessitated thereby.

** Traduction **

Intitulé de la cause :
**Sumas Energy 2, Inc. c. Canada (Office national de
l'énergie)**

Entre
Sumas Energy 2, Inc., appelante, et
L'Office national de l'énergie et autres, intimés

[2005] A.C.F. no 1895

[2005] F.C.J. No. 1895

2005 CAF 377

2005 FCA 377

[2006] 1 R.C.F. 456

[2006] 1 F.C.R. 456

343 N.R. 345

144 A.C.W.S. (3d) 148

Dossier A-462-04

Cour d'appel fédérale

Vancouver (Colombie-Britannique)

Les juges Létourneau, Noël et Sharlow

Entendu : les 7, 8 et 9 novembre 2005.

Jugement oral : le 9 novembre 2005.

(43 paras)

Avocats :

Russell W. Lusk, c.r., W.K. McNaughton et Robert J.C. Deane, pour l'appelante.

George Copley, c.r. et James G. Yardley, pour les intimés, la province de la Colombie-Britannique et autres.

Thomas R. Berger, c.r., Howard L. Mann et Timothy J. Howard, pour les intimés, la Society Promoting Environmental Conservation et autres.

Patrick K. McMurchy, pour l'intimée, l'Association des gens d'affaires du centre-ville d'Abbotsford.

Andrew Hudson et Jody Saunders, pour l'intimé, l'Office national de l'énergie.

Le jugement suivant a été rendu par

1 LA COUR (oralement) :-- La société Sumas Energy 2, Inc. (SE2) a sollicité, en vertu des articles 58.16 et 58.23 de la Loi sur l'Office national de l'énergie, L.R.C. 1985, ch. N-7 (la Loi sur l'ONÉ), un certificat d'utilité publique (le certificat) pour la construction d'une ligne internationale (la ligne) reliant sa future centrale électrique de Sumas (État de Washington) à la sous-station Clayburn de la B.C. Hydro and Power Authority, juste au nord de la frontière internationale. Ces dispositions sont ainsi rédigées :

58.16 (1) Sous réserve de l'agrément du gouverneur en conseil et de l'article 24, l'Office peut, s'il est convaincu de son caractère d'utilité publique, tant pour le présent que pour le futur, délivrer un certificat pour une ligne internationale visée par un décret ou une décision pris au titre des articles 58.15 ou 58.23 ou d'une ligne interprovinciale visée par un décret pris au titre de l'article 58.4.

(2) Pour déterminer s'il y a lieu de délivrer un certificat, l'Office tient compte de tous les facteurs qu'il estime pertinents.

[...]

58.23 Le demandeur ou le titulaire de permis ou de certificat peut notifier sa décision à l'Office, en la forme réglementaire, portant que les dispositions de la présente loi mentionnées à l'article 58.27, et non la loi provinciale visée à l'article

58.19, s'appliquent à toute ligne internationale, existante ou projetée.

* * *

58.16 (1) The Board may, subject to section 24 and to the approval of the Governor in Council, issue a certificate in respect of

- (a) an international power ligne in relation to which an order made under section 58.15 is in force,
- (b) an international power ligne in relation to which an election is filed under section 58.23, or
- (c) an interprovincial power ligne in relation to which an order made under section 58.4 is in force,

if the Board is satisfied that the ligne is and will be required by the present and future public convenience and necessity.

- (2) In deciding whether to issue a certificate, the Board shall have regard to all considerations that appear to it to be relevant.

[...]

58.23 The applicant for or holder of a permit or certificate may file with the Board in the form prescribed by the regulations an election that the provisions of this Act referred to in section 58.27 and not the laws of a province described in section 58.19 apply in respect of the existing or proposed international power ligne.

2 SE2 entend installer sa centrale électrique à un kilomètre au sud de la frontière internationale, à Sumas (État de Washington). Il est prévu que la centrale électrique brûlera du gaz naturel canadien et transportera l'électricité, via la ligne projetée, par l'entremise de la sous-station Clayburn, jusqu'au réseau électrique principal qui dessert la Colombie-Britannique, l'Alberta et onze États de l'Ouest des États-Unis.

3 La construction et l'exploitation de la centrale électrique ont été approuvées par le gouverneur de l'État de Washington, conformément à la recommandation du Energy Facility Site Evaluation Council (EFSEC) de cet État. L'évaluation de l'EFSEC comprenait un examen environnemental qui portait pour l'essentiel sur le même dossier que celui qui a été soumis à l'Office national de l'énergie

(l'Office). S'agissant des points de fait relatifs aux aspects environnementaux, l'EFSEC est arrivé pour l'essentiel aux mêmes conclusions. La centrale électrique devrait émettre plus de 800 tonnes de polluants chaque année dans le bassin atmosphérique de la vallée du Fraser.

4 Le 4 mars 2004, l'Office rejetait la demande de SE2 (EH-1-2000). SE2 a alors demandé, en application du paragraphe 22(1) de la Loi sur l'ONÉ, l'autorisation de faire appel de la décision de l'Office. Cette disposition est ainsi formulée :

22. (1) Il peut être interjeté appel devant la Cour d'appel fédérale, avec l'autorisation de celle-ci, d'une décision ou ordonnance de l'Office, sur une question de droit ou de compétence.

* * *

22. (1) An appeal lies from a decision or order of the Board to the Federal Court of Appeal on a question of law or of jurisdiction, after leave to appeal is obtained from that Court.

5 L'autorisation d'appel a été accordée le 26 juillet 2004. SE2 sollicite une ordonnance annulant la décision de l'Office et renvoyant l'affaire à l'Office pour qu'il délivre le certificat ou pour que l'affaire soit réexaminée par une autre formation, d'une manière conforme aux motifs de la Cour.

6 L'audience principale a duré 30 jours (entre mai et septembre 2003). SE2 a convoqué de nombreux témoins. Les administrations provinciales et municipales ont contesté les arguments de SE2 en convoquant leurs propres témoins experts. Un grand nombre d'autres intervenants, notamment les intimés, la Society Promoting Environmental Conservation, la Fondation David Suzuki, la province de la Colombie-Britannique, la ville d'Abbotsford, le District régional de la vallée du Fraser et l'Association des gens d'affaires du centre-ville d'Abbotsford, se sont eux aussi opposés à la demande.

Erreurs alléguées

7 Au soutien de son appel, SE2 dit que l'Office (1) a outrepassé sa compétence en tenant compte des effets environnementaux potentiels, au Canada, de la centrale électrique, (2) n'a pas appliqué les bons critères, (3) a agi d'une manière arbitraire et discriminatoire, et (4) n'a pas donné effet à l'Accord de libre-échange nord-américain, [1994] R.T. Can. no 2 (l'ALÉNA).

Norme de contrôle

8 L'interprétation de l'article 58.16 de la Loi sur l'ONÉ, et en particulier celle de l'expression "caractère d'utilité publique", qui apparaît dans cet article, est une question de droit. Le point de savoir si l'Office a le pouvoir de tenir compte des effets environnementaux, au Canada, de la centrale électrique est lui aussi une question de droit. L'avocat de SE2 dit que la décision de l'Office

concernant ces deux aspects doit être revue selon la norme de la décision correcte. Nous partageons son avis.

9 Quant à la norme de contrôle applicable à la décision de l'Office relative à la question du "caractère d'utilité publique", nous relevons que le législateur fédéral oblige l'Office à établir par lui-même les facteurs dont il tiendra compte pour se convaincre du "caractère d'utilité publique, tant pour le présent que pour le futur" d'une ligne internationale. Le paragraphe 58.16(2) prévoit que l'Office "tient compte de tous les facteurs qu'il estime pertinents". Vu la formulation large et souple de cette disposition, le degré de spécialisation de l'Office, enfin le caractère éminemment factuel de l'enquête menée par l'Office sur les aspects dont parle la disposition, des aspects qui intéressent intimement la spécialisation de l'Office, le législateur n'a pas pu vouloir que la Cour intervienne à la légère dans l'appréciation de ce qui, aux yeux de l'Office, est un facteur pertinent. À notre avis, la norme de contrôle en la matière appelle une retenue plus grande que celle de la décision correcte. Comme nous le verrons, nous n'avons pas à décider, aux fins du présent appel, si la norme est celle de la décision raisonnable ou si l'Office a droit à la retenue encore plus grande dont il faut faire preuve quand la décision manifestement déraisonnable est la norme applicable.

Point no 1 -- Pouvoirs de l'Office

10 SE2 dit que l'Office n'avait pas le pouvoir, selon la Loi sur l'ONÉ, de tenir compte des effets environnementaux potentiels, au Canada, de la centrale électrique américaine. SE2 se réfère ici à la Loi canadienne sur l'évaluation environnementale, L.C. 1999, ch. 37 (la LCÉE), un texte in pari materia que la Loi sur l'ONÉ, et elle dit que la Loi sur l'ONÉ devrait être interprétée de la même manière.

11 Plus précisément, selon SE2, puisque l'Office a estimé que, selon la LCÉE, il n'avait pas le pouvoir de tenir compte des effets environnementaux dont la source se trouve à l'extérieur du Canada, il devait nécessairement dire que son pouvoir était pareillement limité selon la Loi sur l'ONÉ.

12 Malheureusement, nous ne partageons pas ce point de vue. Ainsi que l'Office l'expliquait dans ses motifs, son aptitude à donner effet à ses ordonnances peut servir à circonscrire les pouvoirs que lui a conférés le législateur. S'agissant de la LCÉE, il serait impossible à l'Office de donner effet à une mesure d'atténuation aux États-Unis puisque sa décision n'aurait aucun effet contraignant en dehors du Canada. Il est improbable que le législateur voulait que l'Office ait le pouvoir de rendre des ordonnances sans avoir la capacité de les faire exécuter.

13 En revanche, la décision en cause montre que, lorsqu'il a statué sur la demande présentée par SE2 en vertu de la Loi sur l'ONÉ, l'Office avait bien la capacité d'atténuer ou de neutraliser les effets environnementaux négatifs au Canada résultant de la centrale électrique aux États-Unis, s'il était d'avis que ce facteur militait contre la délivrance du certificat. Selon les paragraphes 58.16(1) et (2) de la Loi sur l'ONÉ, l'Office devait être persuadé du "caractère d'utilité publique" de la ligne internationale "tant pour le présent que pour le futur", et devait donc tenir compte "de tous les

facteurs qu'il estim[ait] pertinents". L'Office a considéré comme un facteur pertinent les effets environnementaux négatifs, au Canada, produits par la centrale aux États-Unis. Après avoir apprécié les aspects tant favorables que défavorables, l'Office a décidé que la ligne internationale ne présentait pas un "caractère d'utilité publique" et a donc refusé de délivrer le certificat.

14 C'est là le contexte dans lequel l'Office a estimé qu'il avait le pouvoir, selon la Loi sur l'ONÉ, mais non selon la LCÉE, de tenir compte des effets environnementaux, au Canada, de la centrale électrique qui aurait été située aux États-Unis. À notre avis, aucune erreur ne peut ici être imputée à l'Office.

15 SE2 affirme aussi que, en disant qu'il avait la compétence requise, l'Office s'est écarté de sa décision antérieure, rendue dans l'affaire CanStates Marketing, (novembre 1994), GH-3-94 (ONÉ) (l'affaire CanStates), où il avait jugé qu'il n'avait pas le pouvoir selon la Loi sur l'ONÉ de tenir compte des effets environnementaux entraînés au Canada par des installations situées aux États-Unis.

16 L'Office a cru devoir distinguer sa décision CanStates de la présente affaire. Il a d'abord relevé ce qui suit :

La question en litige dans cette affaire était les émissions de gaz à effet de serre résultant de la combustion du gaz à la centrale électrique et leur incidence sur le patrimoine naturel mondial. L'Office s'est penché sur la question plus limitée de savoir s'il avait compétence pour examiner les effets environnementaux, dans des domaines de compétence fédérale, de l'utilisation ultime du gaz aux États-Unis.

L'Office a examiné tout d'abord le champ de compétence que lui conférait le Décret sur les lignes directrices visant le processus d'évaluation et d'examen en matière d'environnement (DLDPÉEE), qui a maintenant été remplacé par la LCÉE. La seule mention qu'il y ait trouvée au sujet d'événements survenant à l'étranger était une disposition autorisant l'examen d'effets environnementaux qui se déplacent du Canada vers d'autres nations. Il n'y avait aucune instruction explicite concernant l'examen d'effets qui migrent au Canada. L'Office a alors déclaré que, si le législateur avait voulu qu'il examine des effets environnementaux qui migrent au Canada, il l'aurait prévu de façon explicite. L'Office a donc conclu que le DLDPÉEE ne lui accordait pas, implicitement ou explicitement, le pouvoir de tenir compte de ces effets.

L'Office a ensuite noté que la Loi sur l'ONÉ n'accordait pas un pouvoir explicite d'examiner des effets environnementaux provenant de l'extérieur du Canada. Il a déclaré qu'il en arrivait, dans le cas de cette loi, à la même conclusion que celle à laquelle il était parvenu au sujet du DLDPÉEE.

(Motifs, page 151)

17 Puis l'Office a expliqué que, dans l'affaire CanStates, il avait affaire à un contexte factuel différent :

Dans CanStates, l'Office n'avait pas examiné le lien qui existait entre la licence d'exportation de gaz et la migration des effets environnementaux au Canada, ni la question de savoir si l'existence d'un lien direct rendrait ces effets pertinents dans le cadre de ses délibérations. Même si l'Office, pour les besoins de son analyse dans cette cause, avait examiné les effets qui ressortissaient à des domaines de compétence fédérale, ce qui était vraiment en cause dans cette affaire était les émissions de gaz à effet de serre qui ont des effets mondiaux, plutôt que régionaux.

Dans le cas qui nous occupe, l'Office a reconnu le lien étroit qui existe entre la centrale électrique et la LIT [la ligne internationale]. De plus, les questions qu'ont soulevées les intervenants se rapportent précisément à des effets environnementaux tels que ceux qui peuvent affecter la qualité de l'air dans leurs collectivités locales, plutôt qu'à des effets sur le patrimoine naturel international, qui sont plus difficiles à cerner.

(Motifs, page 151)

18 Il a alors expliqué le lien étroit qu'il avait reconnu, et la raison pour laquelle il avait, de par ce lien, le pouvoir de tenir compte dans la présente affaire des effets environnementaux :

L'Office juge que la centrale électrique et la LIT ont des liens réciproques. La LIT ne serait pas nécessaire s'il n'y avait pas de centrale électrique. Inversement, si la LIT n'était pas construite, il se pourrait que la centrale électrique ne voie pas le jour. La LIT aurait pour toute fonction de transmettre toute l'électricité produite par la centrale. Ces deux entreprises seraient, en fait, des composantes d'une même entreprise. Il est clair que tous les avantages ou inconvénients engendrés par la LIT comme telle sont des considérations pertinentes pour ce qui est de déterminer si la LIT est conforme à l'intérêt public canadien. Selon l'avis de l'Office, tout inconvénient (et avantage) que la centrale électrique pourrait entraîner au Canada est directement lié à la LIT et donc d'égale pertinence. Ainsi, l'Office en conclut qu'il a le pouvoir, en vertu de la Loi sur l'ONÉ, de tenir compte des effets environnementaux que la centrale électrique de l'État de Washington aurait au Canada, en tant que question pertinente à la détermination

qu'il doit faire au sujet de la conformité de la LIT proposée à l'intérêt public canadien.

(Motifs, page 154)

19 À notre avis, l'Office a validement jugé que le lien étroit entre la centrale électrique et la ligne internationale, ce à quoi s'ajoutait la région au Canada sur laquelle le projet aurait des répercussions, une région circonscrite et sensible sur le plan environnemental, donnait lieu à une situation avec laquelle il n'avait pas été amené à composer dans l'affaire CanStates.

20 SE2 affirme qu'il n'appartenait pas à l'Office de tenir compte des effets potentiels, au Canada, de la centrale électrique au motif qu'elle était "liée" à la ligne de transport d'électricité. Selon SE2, ce "critère du lien" n'apparaît nulle part dans la Loi sur l'ONÉ, et il s'agit d'un "critère autogénéré" qui est sans précédent (notes écrites de SE2, paragraphe 121).

21 À notre humble avis, en mettant l'accent sur ce lien, l'Office ne prétendait pas énoncer un critère juridique. Il montrait plutôt que tout inconvénient (ainsi que tout avantage) que la centrale électrique pourrait entraîner au Canada était directement lié à la ligne internationale et qu'il intéressait donc l'exercice, par l'Office, de son pouvoir de décider s'il convenait ou non de délivrer le certificat. Ce faisant, l'Office exerçait simplement le pouvoir qui lui était conféré par le paragraphe 58.16(2) de la Loi sur l'ONÉ, c'est-à-dire le pouvoir de tenir compte "de tous les facteurs qu'il estim[ait] pertinents".

22 Puis l'Office a ensuite examiné l'argument selon lequel un texte explicite serait nécessaire pour qu'il ait le pouvoir de tenir compte des effets, au Canada, de la centrale électrique située aux États-Unis. L'Office s'est référé à l'arrêt Québec (Procureur général) c. Canada (Office national de l'Énergie), [1994] 1 R.C.S. 159, une affaire où il avait pris en compte des aspects qui auparavant avaient été expressément inclus dans la Loi sur l'ONÉ, mais qui avaient été supprimés par le législateur. La Cour suprême a confirmé que le pouvoir de l'Office de tenir compte des aspects qui étaient pertinents habilitait l'Office à tenir compte d'aspects qui n'étaient pas expressément mentionnés dans la Loi sur l'ONÉ.

23 Plus à propos est l'arrêt rendu par la Cour dans l'affaire Nakina (Canton) c. Compagnie des chemins de fer nationaux du Canada [1986] F.C.J. no 426 (C.A.F.). Dans cette affaire, la Commission canadienne des transports, par l'entremise d'un comité, avait tenu des audiences concernant la fermeture d'une gare de chemin de fer située dans le canton de Nakina. Le canton avait produit une preuve montrant les effets négatifs de la fermeture sur l'économie de la région. Le comité avait décidé qu'il n'était pas fondé à tenir compte de ces effets puisque le texte de loi en vertu duquel il exerçait ses fonctions ne mentionnait que l'exploitation technique, la sécurité et le service. La Cour, constatant que le comité reconnaissait qu'il était tenu de prendre en compte l'intérêt public, s'était exprimée ainsi (à la page 2) :

Je trouve une telle conclusion étonnante. Le Comité reconnaît devoir prendre en considération l'intérêt public. L'expression "intérêt public" me semble, par définition, désigner les intérêts de tous les membres du public touchés par une décision. Pour déterminer ce que veut l'intérêt public, il faut apprécier l'importance respective des considérations opposées en jeu. Certaines considérations seront jugées négligeables alors que d'autres paraîtront déterminantes. Il est cependant certain qu'un organisme chargé de prendre une décision dans l'intérêt public est "autorisé" à prendre en considération les effets des changements projetés sur l'ensemble du public. En conséquence, je suis d'avis que le refus de prendre en considération toute classe ou catégorie d'intérêts compris dans l'intérêt public général constitue une erreur de droit appelant l'intervention de la Cour.

24 La Cour donnait plus loin l'explication suivante (à la page 3) :

S'il est vrai que la Loi sur les chemins de fer confie des responsabilités particulières à la Commission en ce qui regarde les trois aspects mentionnés par le Comité, à savoir l'aspect technique et l'aspect sécurité de l'exploitation des chemins de fer ainsi que les services fournis par les compagnies de chemin de fer, la compétence décisionnelle de la Commission ne se trouve aucunement restreinte à une stricte prise en considération de ces seules questions. Au contraire, en certains cas, la Commission ne doit prendre sa décision qu'en fonction de critères très généraux, comme, par exemple, la nécessité et l'utilité publiques. Autrement dit, bien que la Commission puisse être compétente à réglementer, dans l'intérêt public, les questions relatives à l'aspect technique et à la sécurité de l'exploitation des chemins de fer ainsi qu'aux services fournis par les compagnies de chemins de fer, ces champs de compétence ne limitent pas ni ne définissent par eux-mêmes la notion d'intérêt public, que ce soit généralement ou au regard de quelque situation particulière.

25 La norme légale évoquée dans ces précédents est suffisamment assimilable à la norme établie par le paragraphe 58.16(1) pour rendre ces observations tout à fait à propos. À notre avis, l'Office était parfaitement fondé à dire que l'absence de toute référence expresse, dans la Loi sur l'ONÉ ou dans ses règlements d'application, à un aspect que l'Office juge par ailleurs pertinent n'empêche en aucune façon l'Office de tenir compte de cet aspect.

26 Finalement, SE2 fait valoir que, lorsque l'Office s'est demandé s'il avait le pouvoir de tenir compte des effets, au Canada, de la centrale électrique, il aurait dû être attentif à la décision de l'EFSEC et au rôle joué par les principes de la "courtoisie internationale". L'idée de SE2 est que cela aurait pu conduire l'Office à une conclusion autre.

27 Il n'est pas nécessaire d'explorer en profondeur les principes de la "courtoisie internationale"

pour répondre à cet argument (voir l'arrêt *Morguard Investments Ltd. c. De Savoye*, [1990] 3 R.C.S. 1077, aux pages 1095 et 1096). Qu'il suffise de dire que l'EFSEC s'était penché sur les effets du projet selon une perspective américaine, tandis que l'Office devait considérer la perspective canadienne. Les deux instances s'employaient à défendre leurs intérêts publics respectifs, qui en l'occurrence ne coïncidaient pas. Dans ce contexte, l'Office n'était pas tenu de s'en remettre à l'EFSEC ou de modifier de quelque façon sa manière de voir les facteurs qu'il jugeait pertinents.

28 Nous sommes donc d'avis que l'Office n'a commis aucune erreur lorsque, jugeant du caractère d'utilité publique de la ligne internationale, il a dit qu'il avait le pouvoir de tenir compte des effets environnementaux, au Canada, de la centrale électrique.

Point no 2 -- L'Office a-t-il appliqué le mauvais critère pour juger du caractère d'utilité publique de la ligne internationale?

29 SE2 dit essentiellement que l'Office a appliqué un critère de nécessité indispensable, pour juger du caractère d'utilité publique [de la ligne internationale], tant pour le présent que pour le futur. En d'autres termes, SE2 affirme que l'Office a appliqué à sa demande de délivrance d'un certificat un critère plus rigoureux que le critère requis en droit.

30 Au soutien de sa prétention, SE2 nous renvoie aux trois extraits suivants, très brefs, des vues exprimées par l'Office, extraits qui, il convient de le souligner, doivent être lus dans leur contexte :

- a) Néanmoins, au vu de la preuve produite, l'Office estime que, même si ces avantages pourraient survenir, il n'existe actuellement dans la région de marché de SE2 aucun problème de fiabilité ou problème de marché qui soit important au point qu'il faille absolument mettre à profit ces avantages potentiels; (Motifs, page 45)
- b) Selon l'Office, la centrale électrique de SE2 n'est qu'un de plusieurs petits producteurs d'électricité indépendants qui cherchent à s'implanter sur le marché et elle n'aurait pas un effet appréciable sur la mesure où il est satisfait à l'accroissement de la demande; (Motifs, page 44)
- c) L'Office trouve que les avantages potentiels de la LIT et de la centrale électrique, même s'ils se matérialisaient tous, ne procureraient pas de retombées importantes aux Canadiens, ni aux collectivités locales et régionales. (Motifs, page 106)

[Non souligné dans l'original.]

31 C'est dans les mots soulignés que SE2 voit la création, par l'Office, d'un nouveau critère de nécessité, un critère qui est trop rigoureux, et qui, de l'avis de SE2, empêchera les petits producteurs indépendants de jamais pénétrer le marché et contribuer au développement de programmes énergétiques propres à répondre à une demande croissante.

32 Malheureusement, SE2 comprend mal et interprète mal ce qu'affirme et ce que fait l'Office. Il saute aux yeux, lorsque les mots soulignés sont placés dans leur contexte propre, que l'Office n'établit pas un nouveau critère du caractère d'utilité publique ni ne modifie le critère contenu dans la Loi sur l'ONÉ.

33 Ce que fait l'Office, c'est simplement définir, en application du paragraphe 58.16(2) de la Loi sur l'ONÉ, les facteurs dont il tiendra compte pour dire si un certificat sera ou non délivré, puis, ainsi que le requiert la Loi sur l'ONÉ, attribuer une valeur à chacun des facteurs. L'Office procède à une mise en balance des avantages et des inconvénients résultant de la ligne internationale et de la centrale électrique, afin de se convaincre, le cas échéant, du caractère d'utilité publique de la ligne.

34 En fin de compte, après avoir considéré et apprécié les divers facteurs retenus, l'Office a estimé que, "tout bien pesé, les inconvénients de la LIT l'emportent sur ses avantages" et qu'il était "incapable de conclure que la LIT est conforme à l'intérêt public canadien et qu'elle serait d'utilité publique tant pour le présent que pour le futur" (Motifs de l'Office, page 107). La preuve autorisait cette conclusion et, contrairement à ce que prétend SE2, nous sommes d'avis que l'Office a appliqué le bon critère pour y parvenir.

Point no 3 -- Arbitraire et discrimination

35 Selon SE2, l'Office a commis une erreur de droit quand il a dit que la seule limite évidente à l'exercice de son pouvoir discrétionnaire dans la définition des facteurs pertinents est la bonne foi (Canadian National Railway c. Canada Steamship Lines, [1945] 3 D.L.R. 417). Nous reconnaissons que le pouvoir discrétionnaire de l'Office à cet égard peut être l'objet d'un contrôle sur la base de moyens autres qu'une absence de bonne foi, notamment le fait de ne pas prendre en compte un facteur qu'il a jugé pertinent. Cependant, il importe de rappeler que le choix des facteurs pertinents appartient exclusivement à l'Office et que la décision de l'Office en la matière appelle de la part de la Cour une retenue considérable.

36 Il est admis par les parties que l'Office aura commis une erreur rédhibitoire de droit ou de compétence si sa décision est entachée d'arbitraire ou de discrimination. Nous partageons ce point de vue.

37 Les conclusions de SE2 sur l'arbitraire dont elle taxe l'Office sont longues et détaillées. Nous n'entendons pas les examiner d'une manière aussi détaillée. Nous avons cependant examiné très attentivement les portions de la décision de l'Office qui sont contestées par SE2, ainsi que les preuves accessoires présentées de part et d'autre. Notre examen n'a pas décelé la présence de contradictions inconciliables dans les conclusions de fait de l'Office ou dans sa décision. Au contraire, une lecture objective des motifs de l'Office révèle que l'Office a apprécié et mis en balance, très consciencieusement, un grand nombre de facteurs qu'il jugeait pertinents, dont certains favorisaient SE2 et d'autres non. Il nous est impossible de taxer l'Office d'arbitraire.

38 L'argument de SE2 sur le supposé arbitraire de l'Office s'appuie en partie sur l'allégation que

l'Office a tenu certains propos qui n'avaient aucun fondement dans la preuve. Une bonne part de cet argument se focalise sur l'interprétation, donnée par l'Office, de la politique de libre accès et de réciprocité suivie par la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) des États-Unis (Motifs, page 44). Nous n'acceptons pas l'argument de SE2 selon lequel la manière dont l'Office a évalué cet aspect souffrait d'une absence de preuve ou était entachée d'une erreur de droit. La spécialisation de l'Office en ces matières l'autorisait à donner son interprétation de la politique de la FERC des États-Unis, sans l'intervention de la Cour.

39 SE2 fait valoir que l'Office a exercé contre elle une discrimination en appliquant à la demande de SE2 des normes différentes ou inédites. Le dossier ne révèle aucun fondement autorisant cet argument. Au contraire, l'approche adoptée par l'Office nous semble fondée sur des principes bien établis, notamment les principes dérivés de la propre jurisprudence de l'Office, appliqués aux circonstances particulières de la présente affaire.

Point no 4 -- L'ALÉNA

40 Finalement, SE2 affirme que la décision de l'Office est fondamentalement viciée parce que l'Office n'a pas rempli son obligation, selon l'article 120.1 de la Loi sur l'ONÉ, "d'appliquer l'ALÉNA". L'Office a tenu compte de l'ALÉNA dans les deux seuls contextes où cet instrument a été invoqué, une fois en rapport avec sa décision sur la requête relative aux effets environnementaux, et une fois dans sa décision principale, en marge d'un argument de SE2 selon lequel l'Office n'avait pas le loisir d'appliquer l'article 58.16 pour protéger les producteurs canadiens d'énergie contre la concurrence des producteurs américains d'énergie. Il nous semble que l'Office a reconnu que son mandat ne l'autorisait pas à protéger un quelconque producteur contre la concurrence.

41 SE2 ne dit pas qu'elle-même ou une autre partie a présenté, au sujet de l'ALÉNA, un argument dont l'Office n'a pas tenu compte. Le genre d'analyse de l'ALÉNA que, selon ce que dit aujourd'hui SE2, l'Office aurait dû faire n'a jamais été suggéré à l'Office lui-même. Il est difficile d'admettre que la Cour puisse réformer une décision de l'Office au motif qu'il n'a pas examiné un point qui n'a pas été soulevé au cours d'une audience de 30 jours, après des années de procédures préalables.

42 Vu les arguments particuliers présentés à l'Office au regard de l'ALÉNA, et vu la manière dont l'Office a abordé les points sur lesquels portaient lesdits arguments, nous ne voyons nul bien-fondé dans l'argument de SE2 selon lequel l'Office n'a pas donné effet à l'ALÉNA ainsi que le requiert l'article 120.1 de la Loi sur l'ONÉ. Nous ne sommes pas non plus persuadés que tel ou tel aspect de la décision de l'Office enfreigne un principe ou un objectif de l'ALÉNA. Sur ce point, nous ne croyons pas que l'ALÉNA contraigne l'Office à exercer le pouvoir que lui confère l'article 58.16 pour permettre à un producteur d'énergie des États-Unis de construire au Canada une ligne internationale que l'Office estime non justifiée parce qu'il n'est pas convaincu de son caractère d'utilité publique.

DISPOSITIF

43 Pour ces motifs, l'appel sera rejeté, avec dépens en faveur des intimés, à l'exception de l'ONÉ, qui n'a pas sollicité l'adjudication de dépens.

Traduction certifiée conforme : Jacques Deschênes, LL.B.

cp/e/qw/qlklc



Office national
de l'énergie

National Energy
Board

Motifs de décision

NOVA Gas Transmission Ltd.

GH-1-2009

Mars 2010

Demande visant des installations

Canada

Motifs de décision

Relativement à

NOVA Gas Transmission Ltd.

Demande concernant le projet de pipeline
Groundbirch en date du 30 avril 2009

GH-1-2009

Mars 2010

Autorisation de reproduction

Le contenu de cette publication peut être reproduit à des fins personnelles, éducatives et/ou sans but lucratif, en tout ou en partie et par quelque moyen que ce soit, sans frais et sans autre permission de l'Office national de l'énergie, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que l'Office national de l'énergie soit mentionné comme organisme source et que la reproduction ne soit présentée ni comme une version officielle ni comme une copie ayant été faite en collaboration avec l'Office national de l'énergie ou avec son consentement.

Pour obtenir l'autorisation de reproduire l'information contenue dans cette publication à des fins commerciales, faire parvenir un courriel à : info@neb-one.gc.ca

Permission to Reproduce

Materials may be reproduced for personal, educational and/or non-profit activities, in part or in whole and by any means, without charge or further permission from the National Energy Board, provided that due diligence is exercised in ensuring the accuracy of the information reproduced; that the National Energy Board is identified as the source institution; and that the reproduction is not represented as an official version of the information reproduced, nor as having been made in affiliation with, or with the endorsement of the National Energy Board.

For permission to reproduce the information in this publication for commercial redistribution, please e-mail: info@neb-one.gc.ca

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2010
représentée par l'Office national de l'énergie

N° de cat. NE22-1/2010-2F
ISBN 978-1-100-93615-4

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles. On peut obtenir cette publication sur supports multiples, sur demande.

Demandes d'exemplaires :

Bureau des publications
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique : publications@neb-one.gc.ca
Fax : 403-292-5576
Téléphone : 403-299-3562
1-800-899-1265

Des exemplaires sont également disponibles à la bibliothèque de l'Office
(rez-de-chaussée)

Imprimé au Canada

©Her Majesty the Queen in Right of Canada 2010 as
represented by the National Energy Board

Cat No. NE22-1/2010-2E
ISBN 978-1-100-14767-3

This report is published separately in both official languages. This publication is available upon request in multiple formats.

Copies are available on request from:

The Publications Office
National Energy Board
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: 403-292-5576
Phone: 403-299-3562
1-800-899-1265

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Printed in Canada

Table des matières

Liste des figures.....	ii
Liste des tableaux.....	ii
Liste des annexes.....	ii
Glossaire et liste des sigles et abréviations.....	iii
Exposé et comparutions.....	vi
1. Introduction.....	1
1.1 Demande.....	1
1.2 Processus d'audience GH-1-2009.....	1
1.3 Motifs de décision GH-1-2009.....	3
2. Faisabilité économique.....	5
2.1 Nécessité des installations.....	5
2.1.1 Offre de gaz naturel.....	5
2.1.2 Marchés du gaz naturel.....	7
2.2 Transport et débits.....	7
2.3 Capacité de financement.....	8
3. Liquides de gaz naturel.....	9
4. Installations.....	11
4.1 Description des installations.....	11
4.2 Conception, construction et exploitation.....	12
4.3 Validation de l'intégrité après la construction.....	16
4.3.1 Essai de remplacement de la validation de l'intégrité.....	16
5. Consultation publique.....	21
5.1 Programme de consultation publique de NGTL.....	21
6. Questions autochtones.....	24
6.1 Processus de participation accrue des Autochtones pour le projet.....	24
6.1.1 Participation et consultation des Autochtones.....	25
6.1.2 Incidences éventuelles du projet.....	29
7. Description des questions foncières.....	36
7.1 Tracé.....	36
7.1.1 Description du tracé général.....	36
7.1.2 Choix du tracé général.....	36
7.2 Besoins en terrains.....	41
7.3 Acquisition de terrains.....	42

8.	Questions environnementales et socioéconomiques.....	46
8.1	Processus d'évaluation environnementale préalable	46
8.2	Évaluation des effets cumulatifs.....	46
8.3	Questions socioéconomiques examinées en vertu de la Loi sur l'ONÉ	48
9.	Principes et méthode de conception des droits.....	51
10.	Conclusion sur l'intérêt public et l'utilité publique.....	52
11.	Dispositif.....	53

Liste des figures

1-1	Projet de pipeline Groundbirch – Tracé général proposé	4
1-2	Comparaison de la capacité de production et de la croissance du volume des contrats après l'appel de soumissions.....	6

Liste des tableaux

2-1	Potentiel des ressources non découvertes de gaz naturel.....	5
-----	--	---

Liste des annexes

I	Liste des questions	54
II	Conditions dont le certificat est assorti.....	55
III	Décision de l'ONÉ sur la requête de NGTL visant le dépôt de certains documents à titre confidentiel.....	62
IV	Décision de l'ONÉ sur la requête de NGTL visant la modification de l'ordonnance MO-14-2009 de l'Office.....	66
V	Rapport d'évaluation environnementale.....	70
VI	Directives relatives à la demande d'exemption.....	126

Glossaire et liste des sigles et abréviations

AIV	essai de remplacement de la validation de l'intégrité, selon l'expression anglaise <i>alternative integrity validation</i>
ATT	aire de travail temporaire
BGGP	Bureau de gestion des grands projets
BK	borne kilométrique
BP	BP Canada Energy Company
C.-B.	Colombie-Britannique
CCE	centre de commande de l'exploitation de TransCanada
certificat	certificat d'utilité publique délivré en vertu de l'article 52 de la <i>Loi sur l'Office national de l'énergie</i> autorisant la construction et l'exploitation d'un pipeline
CET	connaissances écologiques traditionnelles
CSA Z662-07	édition de 2007 de la norme Z662 de l'Association canadienne de normalisation intitulée <i>Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz</i>
CSA	Association canadienne de normalisation
demande	demande de certificat d'utilité publique concernant le projet de pipeline Groundbirch présentée à l'Office en vertu de l'article 52 de la <i>Loi sur l'Office national de l'énergie</i>
EC	Environnement Canada
ÉE	évaluation environnementale
END	examen non destructif
EPD	ententes de projets et de dépenses
FDH	forage directionnel à l'horizontale
formation de Montney	unité stratigraphique du trias moyen du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien en Alberta et en Colombie-Britannique
Gm ³ /j	milliards de mètres cubes par jour
Gpi ³ /j	milliards de pieds cubes par jour
IRC	Industrial Relations Corporation

km	kilomètre
LCÉE	<i>Loi canadienne sur l'évaluation environnementale</i>
LÉMS	limite d'écoulement minimale spécifiée
LGN	liquide de gaz naturel
Loi sur l'ONÉ	<i>Loi sur l'Office national de l'énergie</i>
m	mètre
MECB	ministère de l'Environnement de la Colombie-Britannique
mm	millimètre
Mm ³ /j	millions de mètres cubes par jour
Motifs	Motifs de décision
Mpi ³ /j	millions de pieds cubes par jour
MPO	Pêches et Océans Canada
NGTL, le demandeur ou la société	NOVA Gas Transmission Ltd.
NOVA Chemicals	NOVA Chemicals Corporation
NPS	diamètre nominal de tube
Office ou ONÉ	Office national de l'énergie
PAA	participation accrue des Autochtones
PGI	programme de gestion de l'intégrité
pi	pied
pipeline	pipeline Groundbirch
PISP	programme intégré de sensibilisation du public
PND	Première Nation de Duncan's
PNHL	Première Nation de Horse Lake
PNS	Première Nation de Sauleau
Po	pouce
PPE	plan de protection de l'environnement
PPLR	plan, profil et livre de renvoi

projet	projet de pipeline Groundbirch
REEP	rapport d'examen environnemental préalable
réseau de l'Alberta	réseau de l'Alberta de TransCanada qui est un réseau de gazoducs intégrés d'une longueur de quelque 23 700 kilomètres, avec installations de compression et autres connexes, situé en Alberta et détenu par NOVA Gas Transmission Ltd.
RPT-99	<i>Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres</i>
SCADA	Système d'acquisition et de contrôle des données
SGQ	système de gestion de la qualité
SO	subdivision officielle
SPLA	South Peace Landowners Association
TC	Transports Canada
TPG	carrefour commercial de transfert de propriété du gaz dans le réseau de NOVA
Tpi ³	billion de pieds cubes
tracé de Bay Tree	partie du tracé proposé du pipeline Groundbirch déplacée pour suivre une emprise existante au nord de Bay Tree (Alberta)
tracé de la route 49	partie du tracé proposé du pipeline Groundbirch déplacée pour longer la route 49 en Alberta
TransCanada	TransCanada PipeLines Limited
UTFT	usage des terres à des fins traditionnelles

Exposé et comparutions

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

RELATIVEMENT À une demande de NOVA Gas Transmission Ltd. en date du 30 avril 2009 en vue de la délivrance, en vertu de l'article 52 de la *Loi*, d'un certificat d'utilité publique autorisant la construction et l'exploitation d'un prolongement du réseau de l'Alberta de TransCanada aux fins de raccordement de sources d'approvisionnement de la Colombie-Britannique à l'infrastructure existante, et déposée auprès de l'Office national de l'énergie dans le dossier OF-Fac-Gas-N081-2009-01 01.

CONFORMÉMENT À l'ordonnance d'audience GH-1-2009 de l'Office national de l'énergie datée du 16 juin 2009;

ENTENDU À Dawson Creek (Colombie-Britannique) les 17, 18 et 19 novembre 2009;

DEVANT :

R. George	Membre président l'audience
G.A. Habib	Membre
R.D. Vergette	Membre

Comparutions

S. Denstedt
M. Keen
J. Forrest

Participants

NOVA Gas Transmission Ltd.

Témoins

H. Bishop
S. Clark
R. Kendel
S. Mann
T. Moss
D. Murray
A. Parisé
D. Schultz
D. Taylor

D. Core	South Peace Landowners Association
---------	------------------------------------

D. Core
D. Dechief
K. Piper
O. Steward
B. Veiner

J.D. Brett T. Angel	BP Canada Energy Company
------------------------	--------------------------

J.R. Cusano	NOVA Chemicals Corporation
-------------	----------------------------

G. Giesbrecht	Société d'énergie Talisman Inc.
---------------	---------------------------------

Alex Ross H. Gitersos	Office national de l'énergie
--------------------------	------------------------------

Exposés oraux

K. Rich

Première Nation de Duncan's

S. Beaulieu
T. Green
D. Mooswah
K. Rich

A. Horseman

Première Nation de Horse Lake

S. Belcourt
A. Horseman
D. Horseman
J. Horseman

Chapitre 1

Introduction

1.1 Demande

Le 30 avril 2009, NOVA Gas Transmission Ltd. (NGTL, le demandeur ou la société) a demandé à l'Office national de l'énergie (l'Office ou l'ONÉ), en vertu de l'article 52 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Loi sur l'ONÉ), un certificat d'utilité publique (le certificat) l'autorisant à construire et à exploiter le projet de pipeline Groundbirch (le projet). NGTL a également demandé que l'Office lui accorde les autorisations qu'elle pourrait demander ou qu'il juge approprié de lui accorder.

Le projet consiste à prolonger le réseau de l'Alberta de TransCanada (le réseau de l'Alberta) pour accéder à des sources d'approvisionnement en gaz naturel non corrosif, principalement la formation de Montney située dans le nord-est de la Colombie-Britannique (C.-B.). Le pipeline Groundbirch (le pipeline) s'étendrait d'un nouveau point de raccordement sur le latéral Gordondale, près du côté aval de la station de comptage actuelle Gordondale se trouvant sur le réseau de l'Alberta à environ 11 kilomètres (km) à l'est de Bay Tree (Alberta) jusqu'à une station de comptage dans la région de Groundbirch dans le nord-est de la C.-B. à environ 37 km au nord-ouest de Dawson Creek.

Le pipeline serait constitué d'une canalisation de 914 millimètres (mm) de diamètre extérieur (36 pouces (po) de diamètre nominal de tuyau (NPS)) s'étendant sur environ 77 km, et des installations connexes comprenant des stations de comptage et emplacements de vannes. Le pipeline est conçu pour transporter environ 46,9 millions de mètres cubes par jour (Mm³/j), soit 1,66 milliard de pieds cubes par jour (Gpi³/j), de gaz naturel.

La figure 1-1 présente une vue d'ensemble des principaux éléments du projet.

1.2 Processus d'audience GH-1-2009

Le 16 juin 2009, l'Office a délivré l'ordonnance d'audience GH-1-2009 pour établir le processus que l'Office entendait suivre en vue d'étudier la demande. Dans une lettre datée du 22 juillet 2009, l'Office a modifié la date limite du dépôt des demandes de statut d'intervenant pour les personnes ayant pris connaissance de l'instance GH-1-2009 par voie de l'avis d'audience publique publié dans *l'Express du Pacifique* ou *Windspeaker*. L'ordonnance d'audience comprenait la liste des questions que l'Office se proposait d'étudier dans le cadre de l'évaluation de la demande. L'Office a diffusé une liste des questions modifiée le 22 juillet 2009. Cette liste constitue l'annexe I des présents Motifs de décision (les Motifs).

Le 16 novembre 2009, à Dawson Creek (C.-B.), l'Office était l'hôte d'une séance d'information sur son processus d'audience publique, laquelle a compris une période de questions à l'intention des parties.

La partie orale de l'audience a eu lieu à Dawson Creek du 17 au 19 novembre 2009. Le dossier de l'instance est demeuré ouvert jusqu'à la fin de novembre 2009, moment du dépôt à l'Office de renseignements faisant suite à un engagement pris au cours de l'audience.

Étant donné que le projet nécessite la délivrance d'un certificat d'utilité publique en vertu de l'article 52 de la Loi sur l'ONÉ, l'exécution d'une évaluation environnementale (ÉE) est déclenchée en application de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCÉE). Comme le projet ne nécessite pas de nouvelle emprise de plus de 75 km, tel que le précise le *Règlement sur la liste d'étude approfondie* pris aux termes de la LCÉE, un examen préalable était le niveau d'ÉE requis en application de la LCÉE.

Le 13 janvier 2010, l'Office a diffusé une ébauche de rapport d'examen environnemental préalable (REEP) afin d'obtenir les commentaires du public à son sujet. Le REEP définitif intègre les commentaires reçus, présente l'opinion de l'Office sur les questions environnementales et socioéconomiques assujetties à la LCÉE et contient l'énoncé de la détermination faite par l'Office en vertu de cette loi. Le REEP définitif constitue l'annexe V des présentes.

L'Office a étudié le projet suivant une démarche dite du cycle de vie. Tous les enjeux et préoccupations dont l'Office était saisi ont été examinés dans le contexte du projet (c'est-à-dire la conception, la planification, la construction, l'exploitation, la désaffectation et la cessation d'exploitation). L'Office a également tenu compte de ses différents rôles de réglementation, tels que l'évaluation de la demande et le contrôle de la conformité aux conditions imposées dans le cadre de la décision, relativement à chaque étape du cycle de vie du projet.

En 2008, le gouvernement fédéral a mis sur pied le Bureau de gestion des grands projets (BGGP) afin d'améliorer le rendement du régime de réglementation canadien qui s'applique aux grands projets de ressources naturelles. Un des aspects importants du travail du BGGP est la gestion générale des projets d'exploitation des ressources, tel le projet visé, et l'imputabilité à cet égard. Eu égard au devoir de l'État de consulter les groupes autochtones au sujet du projet, le gouvernement fédéral a fait savoir qu'il s'en remet au processus de l'Office dans la mesure du possible.

Dans l'intérêt public

Lorsque l'Office examine une demande de certificat, il doit se demander si les installations objet de la demande sont conformes à l'intérêt général de la population canadienne. Une fois qu'il a pris soin d'apprécier l'ensemble de la preuve de l'instance, il doit exercer son pouvoir discrétionnaire et concilier les divers intérêts en présence.

L'Office décrit l'intérêt public comme suit :

L'intérêt public englobe les intérêts de toute la population canadienne; il s'agit d'un équilibre des intérêts économiques, environnementaux et sociaux qui change en fonction de l'évolution des valeurs et des préférences de la société. En tant qu'organisme de réglementation, l'Office doit évaluer la contribution d'un projet au bien public général.

et ses inconvénients éventuels, en peser les diverses conséquences et rendre une décision

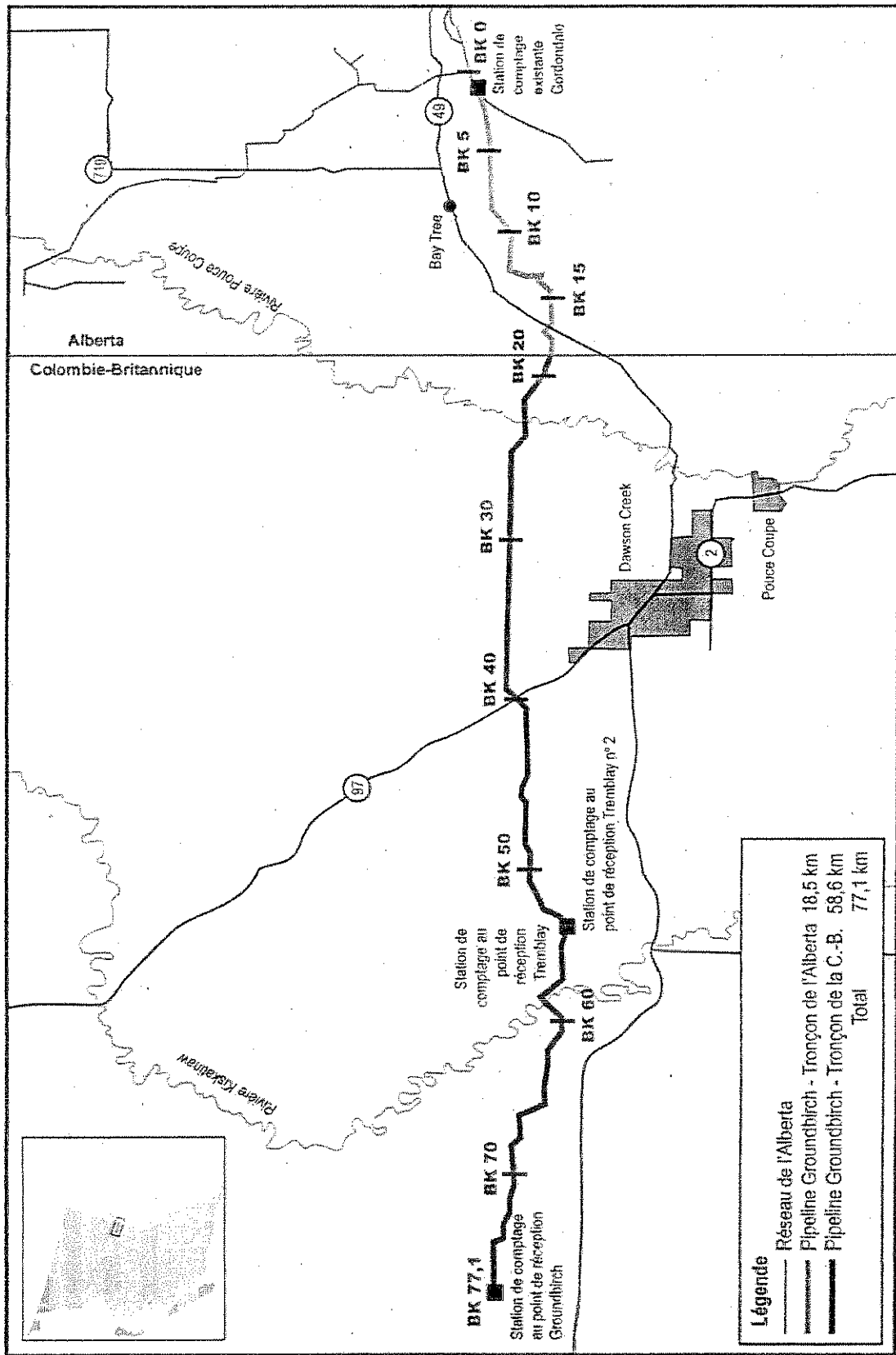
Lorsqu'il doit rendre une décision concernant l'utilité publique, l'Office doit tenir compte uniquement des faits établis à sa satisfaction au cours du processus d'audience, et il doit également agir conformément aux principes de justice naturelle.

1.3 Motifs de décision GH-1-2009

Les présents Motifs présentent une vue d'ensemble des points examinés par l'Office avant de rendre sa décision au sujet de la demande. Les détails de son évaluation des questions relevées par lui ou par les parties de l'instance y sont énoncés. L'Office a examiné toute la preuve figurant au dossier de l'instance. Les documents réglementaires de l'audience GH-1-2009 peuvent être consultés dans le site Web de l'Office au www.neb-one.gc.ca.

1 Bulletin d'information : *La réglementation des pipelines au Canada – Guide à l'intention des propriétaires fonciers et du grand public*, ONÉ, page 21

Figure 1-1
 Projet de pipeline Groundbirch – Tracé général proposé



Chapitre 2

Faisabilité économique

Pour juger de la faisabilité économique d'un pipeline, l'Office en évalue la nécessité et analyse les probabilités qu'il sera utilisé raisonnablement pendant sa durée de vie économique. Pour rendre sa décision, l'Office tient compte de l'offre de gaz naturel qui sera disponible pour livraison sur le pipeline, des contrats de transport qui sous-tendent la demande et de la suffisance des marchés pour recevoir le gaz naturel livré par le pipeline. L'Office prend également en compte d'autres répercussions commerciales du pipeline proposé ainsi que la capacité de l'entreprise qui présente la demande d'en financer la construction, l'exploitation et l'entretien.

2.1 Nécessité des installations

2.1.1 Offre de gaz naturel

Opinion de NGTL

Le pipeline proposé est en réaction à l'intérêt exprimé par les expéditeurs de raccorder au réseau de l'Alberta le gaz naturel non corrosif de qualité commerciale en provenance principalement de la formation de Montney. NGTL a précisé que la production actuelle de gaz naturel classique des formations de Cadomin, Doig, Gething, Baldonnel, Halfway, Bluesky, Charlie Lake et Kiskatinaw transiterait également par le pipeline. La société a fait valoir que la formation de Montney, une zone d'exploration de gaz non classique, représente une source d'approvisionnement relativement nouvelle et potentiellement importante pour le Canada. Le tableau 2-1 donne un aperçu de l'évaluation des ressources en gaz classique et en gaz non classique dans la zone visée par le projet, déduction faite des réserves établies qui sont actuellement raccordées à l'infrastructure existante et qui ne devraient pas passer par le pipeline proposé.

Tableau 2-1
Potentiel des ressources non découvertes de gaz naturel

Source	Gaz en place		Gaz commercialisable	
	(Gm ³)	(Tpi ³)	(Gm ³)	(Tpi ³)
Gaz non classique	807,5	28,5	193,8	6,8
Gaz classique	32,3	1,1	18,9	0,7
Total	839,8	29,6	212,7	7,5

Gm³ = milliard de mètres cubes

Tpi³ = billion de pieds cubes

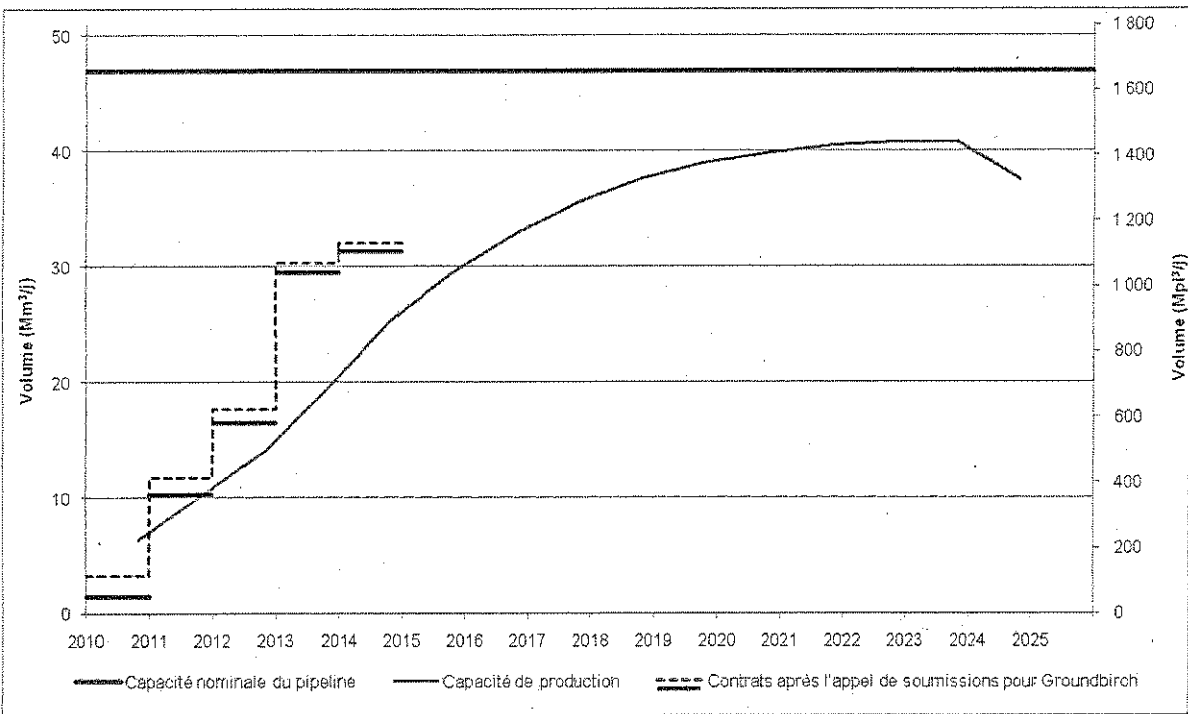
Pour établir ses prévisions de capacité de production à l'égard du projet, soit le volume annuel moyen susceptible d'être ainsi transporté, NGTL a fourni des estimations du potentiel des ressources, du nombre de puits par section et du rythme de mise en valeur, de même qu'un profil de production d'un puits type pour l'aire de drainage des installations demandées. NGTL a dit que le tableau excluait de son évaluation la production existante et les réserves qui y sont

associées, au même titre que l'offre devant être orientée vers des installations actuelles et proposées de Westcoast Energy Inc., exploitée sous la dénomination sociale Spectra Energy Transmission. La capacité de production du projet est estimée à 7,2 Mm³/j (255 millions de pieds cubes par jour (Mpi³/j)) en 2010-2011, pour passer à une pointe de 40,8 Mm³/j (1,44 Gpi³/j) en 2022-2023.

TransCanada PipeLines Limited (TransCanada) a lancé un appel de soumissions exécutoire qui a eu cours du 27 octobre au 1^{er} décembre 2008. Il a donné lieu à cinq ententes de projet et de dépenses (EPD) engageant les clients à exécuter des contrats de service garanti. Les volumes sous contrat totalisent 3,3 Mm³/j (115 Mpi³/j) en 2010 pour atteindre progressivement 32,0 Mm³/j (1,130 Gpi³/j) en 2014.

La figure 2-1 indique les prévisions de la capacité de production de NGTL, la capacité nominale du pipeline et la croissance du volume des contrats après l'appel de soumissions.

Figure 2-1
Comparaison de la capacité de production et de la croissance du volume des contrats
après l'appel de soumissions



Opinions des parties

Aucun intervenant n'a contesté la preuve de NGTL concernant l'offre.

2.1.2 Marchés du gaz naturel

Opinion de NGTL

NGTL a indiqué que le projet serait un prolongement du réseau de l'Alberta et que le gaz transitant par le pipeline serait disponible pour l'achat et la vente au carrefour commercial de transfert de propriété du gaz dans le réseau de Nova (TPG) et serait rapidement absorbé dans le marché nord-américain. Depuis le carrefour de TPG, le gaz naturel peut être concrètement livré au marché de l'Alberta ou aux autres marchés nord-américains par le biais du réseau de l'Alberta et des pipelines d'interconnexion. Le demandeur s'attend à ce que la demande de gaz en Amérique du Nord augmente pour passer d'environ 2,0 Gm³/j (70 Gpi³/j) actuellement à 2,3 Gm³/j (80 Gpi³/j) d'ici à 20 ans, surtout en raison de l'utilisation accrue du gaz naturel pour la production d'électricité. NGTL prévoit que la demande de gaz au Canada augmentera pour passer de 232 Mm³/j (8,2 Gpi³/j) en 2008 à 331 Mm³/j (11,7 Gpi³/j) en 2025, en raison principalement de la hausse de la consommation de gaz naturel dans le secteur des sables bitumineux.

NGTL a dit que les volumes de projets comme celui du pipeline permettront de compenser la baisse de production du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien qui, à moins de nouveaux approvisionnements, est de l'ordre de 85 Mm³/j (3 Gpi³/j) par année.

Opinions des parties

Aucun intervenant n'a contesté la preuve de NGTL concernant le caractère adéquat des marchés pour recevoir et consommer le gaz transporté par le pipeline proposé.

2.2 Transport et débits

Opinion de NGTL

NGTL a indiqué que cinq clients s'étaient engagés à signer des contrats de service garanti pour des volumes de 3,3 Mm³/j (115 Mpi³/d) en 2010 devant atteindre 32,0 Mm³/j (1,13 Gpi³/j) en 2014. Comme le montre la figure 2-1, la capacité de production prévue pour les approvisionnements en gaz qui seraient raccordés au pipeline proposé devrait atteindre, selon NGTL, une pointe de 40,8 Mm³/j (1,44 Gpi³/j) en 2022-2023. NGTL a précisé que le projet était conçu pour pouvoir transporter environ 46,9 Mm³/j (1,66 Gpi³/j), ce qui suffirait pour accueillir la capacité de production prévue à l'intérieur de l'aire de drainage du projet.

Selon NGTL, la capacité disponible actuelle pour recevoir des volumes supplémentaires en aval de la région de Gordondale est en-deçà de la capacité de production de pointe prévue. NGTL a fait remarquer que les variations de l'offre et de la demande sur le réseau pourraient avec le temps faire changer cet écart et que le besoin d'installations supplémentaires en aval de la région de Gordondale serait évalué s'il y a lieu.

Opinions des parties

Aucun intervenant n'a contesté la preuve de NGTL concernant le transport et les débits.

2.3 Capacité de financement

Opinion de NGTL

NGTL a dit que le coût en capital des installations visées par la demande est estimé à 251,4 millions de dollars et qu'elle obtiendra les fonds nécessaires à la construction du projet de sa société mère, TransCanada, qui, pour sa part, financera ce projet en puisant dans sa propre trésorerie et en faisant appel aux marchés des capitaux du Canada et des États-Unis. NGTL a ajouté que TransCanada ne s'attend pas à ce que le financement du projet ait des répercussions importantes sur sa propre situation financière ou sur ses activités réglementées.

NGTL a indiqué que, compte tenu de la conception tarifaire actuelle du réseau de l'Alberta, les produits devant être générés pendant les durées principales globales² des cinq contrats qui soutiennent le projet sont estimés à 249,5 millions de dollars. NGTL en a conclu que la majeure partie du coût en capital estimatif du projet sera récupérée à même les produits générés pendant la durée principale.

NGTL a souligné que les volumes supplémentaires prévus liés au projet entraîneraient une réduction du tarif global hors de l'Alberta et que cet avantage devrait s'amplifier à mesure que les contrats et les débits supplémentaires se matérialiseront dans les années futures.

Opinions des parties

Aucune préoccupation n'a été exprimée par les parties concernant la méthode de financement proposée ou la capacité de NGTL de récupérer le coût en capital des installations visées par la demande.

Opinion de l'Office

L'Office est convaincu, après examen de la preuve, que le projet s'appuie sur une offre suffisante et des engagements contractuels suffisants et que les marchés sont en mesure d'absorber le gaz supplémentaire qui serait transporté par les installations visées par la demande. Il est également convaincu que la capacité nominale s'aligne raisonnablement sur la capacité de production de pointe escomptée et que des installations supplémentaires en aval ne sont pas nécessaires pour l'instant. L'Office estime que NGTL est capable de financer le projet proposé.

L'Office estime donc que les installations visées par la demande sont nécessaires, qu'elles seront utilisées à un niveau raisonnable au cours de leur durée de vie économique et que le projet est économiquement faisable.

2 Les contrats de service garanti proposés à l'égard du projet ont des durées principales allant d'un an à cinq ans et des durées secondaires de trois ans additionnels. Pendant la durée principale des contrats, un client peut passer une commande de service uniquement au point de réception signalé au contrat. Pendant la durée secondaire, le client peut transférer tout ou partie de son service à un autre point de réception du réseau de l'Alberta, sous réserve des conditions du tarif du réseau de l'Alberta.

Chapitre 3

Liquides de gaz naturel

Opinion de NGTL

Selon NGTL, la teneur en liquides de gaz naturel (LGN) du gaz destiné au projet serait semblable à celle du gaz transporté en aval sur le tronçon de la canalisation principale de Grande Prairie du réseau de l'Alberta. NGTL en a déduit que le projet procurerait ainsi un avantage net à l'industrie de l'extraction de LGN.

NGTL a reconnu que l'incidence du projet sur l'industrie des LGN pourrait être un facteur à prendre en compte par l'Office dans son évaluation de l'intérêt public. Cependant, elle n'a pas cru nécessaire d'effectuer une analyse plus détaillée des LGN pour le projet.

Opinion de NOVA Chemicals Corporation

NOVA Chemicals Corporation (NOVA Chemicals) a donné son appui au projet mais déploré l'insuffisance de la preuve fournie par le demandeur sur la composition et les flux de LGN. NOVA Chemicals a soutenu qu'une analyse de la teneur en LGN du gaz circulant sur le réseau de l'Alberta, et notamment de la composition du gaz réelle et envisagée provenant du projet, était nécessaire pour permettre d'évaluer comme il se doit l'incidence actuelle et future du projet sur l'industrie de l'extraction de LGN.

Opinion de BP Canada Energy Company

BP Canada Energy Company (BP) ne s'est pas opposée au projet et n'a pas contesté non plus la preuve fournie par le demandeur. BP a souligné que c'est la première fois que l'Office tient une audience concernant une demande pour de nouvelles installations sur le réseau de l'Alberta. Selon elle, c'est l'occasion pour l'Office de dissiper les craintes liées à la transition de juridiction d'un organisme de réglementation à un autre.

BP a fait plusieurs suggestions à l'Office, mais non pour que ces suggestions deviennent des conditions à l'approbation. BP a notamment suggéré que l'Office reconnaisse que l'incidence du projet sur l'industrie de l'extraction de LGN est un facteur à prendre en considération dans l'analyse de l'intérêt public. BP a en outre suggéré que l'Office oblige, ou à tout le moins incite, NGTL à mettre sur pied une politique concernant l'analyse détaillée des LGN. BP a enfin suggéré que l'Office reconnaisse la complexité des enjeux liés à la séparation du gaz sur le réseau de l'Alberta et le rôle du comité sur les droits, le tarif, les installations et les procédures lorsqu'il se penche sur ces enjeux.

Opinion de la Société d'énergie Talisman Inc.

La Société d'énergie Talisman Inc. a dit que le projet serait dans l'intérêt public. Elle a souligné que la question de la séparation du gaz était étudiée par NGTL en collaboration avec l'industrie

et qu'en conséquence, eu égard aux répercussions générales du projet sur l'industrie, la séparation du gaz ne devrait pas faire partie des questions soumises à l'examen de l'Office dans le cadre de la présente demande.

Opinion de l'Office

L'Office constate qu'aucune des parties n'a présenté ou invoqué de preuve attestant que la construction et l'exploitation du projet sont susceptibles d'entraîner des effets négatifs sur l'industrie des LGN.

L'Office convient que la question de l'extraction des LGN en Alberta est parfois complexe et litigieuse. Il n'a toutefois pas été persuadé qu'une analyse détaillée de la teneur en LGN du gaz du réseau de l'Alberta ou une évaluation détaillée de l'incidence du projet sur l'industrie des LGN soit nécessaire pour qu'il puisse tirer une conclusion à propos de l'utilité publique.

L'Office n'estime pas que des directives supplémentaires concernant les questions liées aux LGN soient justifiées dans la présente situation.

Chapitre 4

Installations

L'Office utilise une approche axée sur le risque pour s'assurer que les installations réglementées par lui sont sûres depuis leur construction jusqu'à leur cessation d'exploitation. Lorsqu'il examine la sûreté et la sécurité des installations proposées, l'Office se demande si les installations sont adéquatement conçues, sur le plan théorique, pour les propriétés du produit transporté et il évalue la plage des conditions d'exploitation ainsi que le milieu humain et l'environnement naturel où les installations seraient implantées. L'Office évalue notamment l'approche adoptée par la société à l'égard de la conception technique, de la gestion de l'intégrité, de la sécurité, de la protection civile et de la santé-sécurité.

Lorsqu'une société conçoit, construit, exploite ou cesse d'exploiter un pipeline, elle doit respecter le *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* (RPT-99), les engagements qu'elle a pris durant l'audience et les conditions rattachées à l'approbation, le cas échéant. Le RPT-99 renvoie à divers codes et normes techniques, comme la norme *Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz* de l'Association canadienne de normalisation (CSA) portant le numéro Z662-07 (CSA Z662-07). La société doit s'assurer que la conception, les spécifications, les programmes, les manuels, les méthodes, les mesures et les plans qu'elle élabore et met en œuvre sont conformes au RPT-99.

4.1 Description des installations

Les installations visées comprennent un pipeline de 914 mm (NPS 36 po) de diamètre extérieur s'étendant sur environ 77 km, trois stations de comptage, deux vannes de sectionnement – et les vannes de raccordement, les vannes latérales et les brides pleines appropriées –, pour permettre le raccordement au réseau de l'Alberta en place et un éventuel agrandissement. Le tracé du pipeline proposé s'étend du côté aval de la station de comptage Gordondale actuelle qui se trouve à environ 11 km à l'est de Bay Tree (Alberta), à la région de Groundbirch (C.-B.), qui elle se trouve à environ 37 km au nord-ouest de Dawson Creek (C.-B.).

Les stations de comptage seraient construites en deux endroits distincts : la station de comptage Groundbirch à l'extrémité ouest du pipeline, et les stations de comptage Tremblay et Tremblay n° 2 à 23 km à l'est de la station Groundbirch. Une vanne de sectionnement serait rattachée aux stations Tremblay et Tremblay n° 2, et une autre serait située à 19 km du point de raccordement du réseau de l'Alberta, entre la frontière Alberta/C.-B. et le franchissement de la rivière Pouce Coupe.

Le pipeline serait conçu pour transporter du gaz naturel non corrosif à une pression maximale d'exploitation de 9 930 kilopascals, pour une capacité nominale d'environ 1,66 Gpi³/j.

4.2 Conception, construction et exploitation

Dans le cadre de ses responsabilités en matière de surveillance réglementaire, l'Office utilise une démarche de vérification de la conformité axée sur le risque pour s'assurer que les sociétés ciment et gèrent les dangers liés à l'intégrité susceptibles d'influer sur la sécurité et l'environnement pendant toute la durée de vie utile du projet. Cette démarche axée sur le cycle de vie accompagne le projet de la conception à la construction puis à l'exploitation et jusqu'à la cessation d'exploitation du pipeline.

La pertinence, la mise en œuvre et l'efficacité des engagements d'une société font généralement l'objet de vérifications de l'Office, d'inspections et de rencontres. L'Office peut également assurer la surveillance et le suivi du rendement d'une société en matière de conformité et des incidents, le cas échéant. Cette démarche de vérification de la conformité fait partie intégrante de la surveillance continue par l'Office du réseau pipelinier et des installations d'une société. Si le projet était approuvé, l'Office utiliserait donc sa démarche de vérification de la conformité pour constater si la société respecte les engagements énoncés dans l'instance GH-1-2009.

Opinion de NGTL

NGTL a indiqué que les installations visées par la demande seraient conçues, construites et exploitées conformément à la norme CSA Z662-07 et au RPT-99. Les programmes et méthodes, comme le programme d'assemblage et l'examen non destructif (END) des soudures, seraient conformes à ces normes.

Épaisseur de la couverture

Le pipeline devrait être enfoui à une profondeur de 1,2 mètres (m) (4 pieds (pi)) sur les terres agricoles privées, de 0,9 m (3 pi) sur les terres publiques, et d'au moins 1,5 m (5 pi) aux franchissements de cours d'eau. Si nécessaire, le pipeline serait enfoui plus profondément au-dessous du lit des cours d'eau lorsqu'il y a risque d'affouillement. Les installations publiques sous terre et les croisements de chemins ou de routes auront le dégagement prévu par les normes de l'industrie ou le dégagement convenu avec le tiers propriétaire, le plus grand des deux étant retenu.

En réponse à la préoccupation soulevée par la South Peace Landowners Association (SPLA) au sujet de l'épaisseur de la couverture, NGTL a indiqué que celle proposée en terres agricoles était le double de celle prévue aux termes de la norme de la CSA, ce qui, selon son expérience, suffit à protéger le pipeline et à permettre des travaux agricoles. NGTL a fait remarquer qu'en présence de préoccupations précises de la part de propriétaires fonciers particuliers au sujet de l'épaisseur de la couverture, elle collaborera avec ces propriétaires et se penchera sur leurs préoccupations dans le but d'adopter des mesures d'atténuation appropriées.

Évaluation géotechnique

NGTL a dit qu'elle avait procédé à une évaluation géotechnique du tracé du pipeline proposé, laquelle n'a relevé aucun problème important. Des évaluations géotechniques ont également été

effectuées pour les franchissements proposés des rivières Kiskatinaw et Pouce Coupe au moyen de la technique du forage directionnel à l'horizontale (FDH).

Sécurité pendant la construction

NGTL a indiqué qu'elle élaborerait un programme de sécurité pendant la construction propre au projet et qu'elle se conformerait à toutes les dispositions pertinentes des règlements fédéraux et provinciaux en matière de santé et sécurité au travail, ainsi qu'à la déclaration d'engagement de TransCanada en matière de santé, de sécurité et d'environnement.

Intervention d'urgence

En cas d'urgence, telle une rupture du pipeline, les détecteurs de basse pression des vannes de sectionnement déclencheront la fermeture des vannes, isolant ainsi le tronçon de pipeline en cause. La pression du pipeline est également vérifiée par le centre de commande de l'exploitation (CCE) de TransCanada à Calgary (Alberta).

NGTL a indiqué dans sa demande que le plan d'intervention d'urgence pour le réseau de l'Alberta sera revu et augmenté pour tenir compte du projet. Le plan sera achevé avant la mise en service du pipeline et permettra à NGTL de coordonner les opérations avec les organismes de la région responsables des urgences.

Exploitation

Pour assurer l'exploitation du pipeline et l'entretien du réseau, NGTL a proposé d'utiliser les méthodes d'exploitation pertinentes de TransCanada, qui décrivent la manière d'accomplir le travail, énoncent les exigences en matière de compétence et de documentation et fournissent des renvois aux exigences pertinentes en matière de santé, de sécurité et d'environnement.

L'exploitation sera surveillée et commandée par le personnel du CCE 24 heures sur 24. Un centre de commande de secours est disponible en tout temps pour prendre le relais du CCE dans l'éventualité où celui-ci deviendrait indisponible. Les deux centres de commande utilisent un système informatisé d'acquisition et de contrôle des données (SCADA) pour surveiller et commander les stations de compression, les stations de comptage et les vannes éloignées. Ce système garde en mémoire une vaste gamme de données sur l'ensemble du pipeline.

Gestion de l'intégrité

Le but premier d'un programme de gestion de l'intégrité (PGI) est de prévenir les fuites et les ruptures causées par la dégradation du pipeline en service. NGTL a indiqué que son PGI vise principalement à :

- assurer la sécurité du public et des employés;
- réduire les effets sur l'environnement;
- protéger les pipelines et les installations;
- maintenir la fiabilité.

NGTL utilise donc un programme d'entretien préventif continu, qui comprend des patrouilles aériennes, des inspections en canalisation, la surveillance de la protection cathodique et l'installation de jalons de pipeline aux croisements des routes et cours d'eau. Les activités d'atténuation, s'il y a lieu, sont mises en œuvre sur la base des résultats des évaluations du risque.

NGTL utilise également un programme intégré de sensibilisation du public, qui vise notamment à prémunir le public contre les blessures, à protéger les installations en place et à réduire au minimum les dommages aux installations par des tiers.

Le projet sera conçu pour une durée de vie utile de plus de trente ans, au bout de laquelle il sera désaffecté ou son exploitation cessera conformément aux exigences de la réglementation à ce moment-là.

Opinion de la South Peace Landowners Association

La SPLA a exprimé ses préoccupations à l'égard de la conception, de la construction et de l'exploitation du pipeline. Elle se demande notamment si l'épaisseur de la couverture serait suffisante pour permettre les pratiques agricoles modernes, si la construction serait exécutée d'une manière sécuritaire en causant le moins de perturbations possible, si les risques ont été évalués et atténués, et en particulier si les vannes d'arrêt d'urgence sont en nombre suffisant.

Les membres de la SPLA se sont également interrogés sur l'intégrité structurale du pipeline et sur la méthode de mise hors service du pipeline, surtout s'il y a risque d'incidence sur leurs terres.

Opinion de l'Office

À la lumière des prévisions de la capacité de production de la région, l'Office convient que le pipeline et les stations de comptage proposés seraient nécessaires. Si un certificat était délivré, l'Office ordonnerait à NGTL de concevoir, de situer, de construire, d'aménager et d'exploiter le projet conformément aux spécifications, normes et autres renseignements dont il est question dans sa demande ou dont elle a autrement convenu pendant la période de questions ou dans ses présentations connexes (condition 2 de l'annexe II).

En ce qui concerne l'épaisseur de la couverture, l'Office constate que la conception proposée respecte, voire dépasse, les exigences de la norme CSA Z662-07, ce qui, selon l'Office, est suffisant pour permettre l'exercice des pratiques agricoles habituelles. NGTL s'est engagée à collaborer avec les propriétaires fonciers individuellement de manière à résoudre des problèmes précis selon les endroits au sujet de l'épaisseur de la couverture, et l'Office s'attend qu'elle le fasse.

Pour ce qui est des questions géotechniques, le succès du FDH dépend des conditions réelles rencontrées. Dans l'éventualité où la méthode proposée

de franchissement des cours d'eau par FDH changerait ou si une autre méthode de franchissement que celle-là se révélait nécessaire, l'Office obligerait la société à l'en aviser et à lui en communiquer les motifs. Si un certificat était délivré, l'Office imposerait une condition à cet effet (condition 21 de l'annexe II). De plus, les permis applicables aux franchissements de cours d'eau doivent être obtenus par la société auprès d'autres organismes gouvernementaux, comme Pêches et Océans Canada (MPO).

L'Office est d'avis que la conception finale et les devis de construction, tout comme les pratiques opérationnelles, doivent tenir compte du facteur sécurité. Si un certificat était délivré, pour lui faciliter l'examen régulier des plans de sécurité et du rendement du demandeur à cet égard, l'Office imposerait une condition obligeant NGTL à lui soumettre, avant le début de la construction, un manuel de sécurité pendant la construction (condition 19 de l'annexe II). Dans ses activités de surveillance, l'Office vérifierait la conformité de la construction avec ce manuel.

L'Office oblige les sociétés à élaborer et mettre en œuvre un PGI afin de cerner de manière proactive et d'atténuer les dangers potentiels pour le pipeline et les installations connexes. Le PGI est un processus d'amélioration continue qui doit être utilisé pendant toute la durée de vie utile du pipeline. Si un certificat était délivré, l'Office utiliserait sa démarche de vérification de la conformité axée sur le risque pour s'assurer que NGTL respecte ses engagements à l'égard du PGI.

En ce qui a trait à la cessation d'exploitation, la Loi sur l'ONÉ oblige l'exploitant qui désire y procéder à présenter une demande en ce sens. NGTL serait tenue de se conformer aux exigences réglementaires en vigueur à ce moment-là. La demande de cessation d'exploitation est assujettie à un examen en vertu de la Loi sur l'ONÉ et déclenche la tenue d'une ÉE en vertu de la LCÉE. L'Office assurerait donc la surveillance réglementaire pendant la phase de cessation d'exploitation du projet. L'Office s'est d'ailleurs engagé à s'attaquer à la question de la cessation d'exploitation par l'entremise de son Initiative de consultations relatives aux questions foncières.

En ce qui concerne les interventions et les contrôles en cas d'incident, l'Office constate que l'installation des vannes de sectionnement respecte, voire dépasse, les exigences de la norme CSA Z662-07 et les pratiques en vigueur dans l'industrie. De plus, le CCE serait avisé dès que la pression différerait des conditions de conception.

Si un certificat était délivré, l'Office imposerait une condition prescrivant à NGTL de déposer les mises à jour de son plan d'intervention d'urgence et un programme de sûreté en conformité avec le projet de modification réglementaire 2006-01 (conditions 23 et 14 de l'annexe II). Le programme

de sûreté vise à garantir des pratiques sûres et sécuritaires dans la conception, la construction, l'exploitation et l'entretien d'un réseau pipelinier.

4.3 Validation de l'intégrité après la construction

4.3.1 Essai de remplacement de la validation de l'intégrité

Introduction

Avant de mettre un pipeline en service, il faut déterminer s'il a la résistance nécessaire pour supporter la pression d'exploitation souhaitée et pour contenir le produit envisagé. Pour le savoir, on procède à un essai de pression hydrostatique, mais depuis peu on propose un autre essai, soit l'essai de remplacement de la validation de l'intégrité (connu sous le sigle anglais AIV).

L'AIV est un essai servant à vérifier l'intégrité d'un pipeline par la mise en œuvre d'un système de gestion de la qualité (SGQ) global. Par système de gestion on entend généralement un ensemble de procédés et méthodes qu'utilise une entreprise pour réaliser ses objectifs. Il comporte normalement des éléments comme l'imputabilité, les méthodes de travail et les outils nécessaires à la vérification et à l'amélioration continue. Dans le cas d'un nouveau pipeline, le SGQ a pour objectif l'intégrité du pipeline et pour cela il tiendrait compte de la conception, des caractéristiques et de la fabrication des tubes, et de la construction.

Le RPT-99 oblige les sociétés autorisées à construire et exploiter un pipeline à se conformer à la norme CSA Z662. La norme CSA Z662-07, à son tour, prescrit de soumettre tous les pipelines à un essai de pression avant leur mise en service. L'essai de pression sert principalement à attester la résistance et l'étanchéité du pipeline. Premièrement, le volet résistance de l'essai de pression atteste l'intégrité du pipeline et sa capacité de supporter la pression maximale d'exploitation envisagée, moyennant une marge de sécurité minimale de 1,25. Deuxièmement, l'essai d'étanchéité assure que le pipeline ne comporte pas de petits orifices susceptibles d'entraîner des fuites de gaz au moment de sa mise en service. Pour des motifs de sécurité avant tout, les essais de pression sont généralement effectués à l'aide d'un liquide comme l'eau (appelés essais hydrostatiques).

L'Office a dispensé une société des exigences d'essai hydrostatique et approuvé l'utilisation de l'AIV pour un projet, soit le doublement Deux-Rivières dans le cadre de l'agrandissement du réseau principal Est de TransCanada. En autorisant la mise en service du projet, l'Office a indiqué, dans une lettre datée du 19 octobre 2006, qu'il estimait que l'AIV était un [TRADUCTION] « essai en conditions réelles d'une nouvelle technologie ». L'Office ajoutait que [TRADUCTION] « pour que l'AIV dépasse l'étape de l'essai en conditions réelles, l'Office s'attend à ce qu'on lui démontre la mise en œuvre complète d'un système de gestion de la qualité efficace et documenté ».

Opinion de NGTL

Dans sa preuve écrite additionnelle, déposée le 27 juillet 2009, NGTL a demandé d'être exemptée des articles du RPT-99 et la norme CSA Z662-07 qui concernent les essais

hydrostatiques, et de procéder plutôt à un AIV dans le cadre de son SGQ. L'exemption proposée ne s'appliquerait au pipeline que dans les zones de classe 1; aux franchissements des principaux cours d'eau et croisements de routes, le pipeline serait soumis à des essais hydrostatiques. NGTL a indiqué que l'AIV est aussi bon, sinon meilleur, que l'essai hydrostatique et qu'il est préférable en l'espèce en raison de l'accès limité du projet à l'eau.

Le processus AIV documenté de NGTL précise que toute décision concernant l'emploi de l'AIV « devrait être prise à l'étape de la définition » dans le cadre de la gestion du projet. NGTL a toutefois confirmé qu'elle était déterminée à poursuivre avec l'AIV en ce qui concerne le projet et a demandé d'être exemptée de l'essai hydrostatique après la construction, environ trois mois après le dépôt de sa demande auprès de l'Office. Nonobstant cette demande présentée dans sa preuve écrite additionnelle, NGTL a précisé par la suite qu'une demande officielle d'exemption de l'essai hydrostatique serait faite ultérieurement. NGTL a confirmé qu'elle sollicitait l'approbation de son SGQ et des méthodes AIV à la lumière de la preuve présentée à l'instance.

En réponse aux demandes de renseignements de l'Office, NGTL a déposé d'autres éléments d'information concernant : son expérience antérieure de l'AIV et les motifs justifiant le recours à cette méthode, l'atténuation des dangers, les méthodes proposées de détection des fuites, l'inspection en canalisation et la surveillance par des tiers. L'Office a également demandé à NGTL de déposer des copies de son SGQ et de son processus AIV, ainsi que ses recommandations sur la base des diverses vérifications effectuées dans les deux cas.

NGTL a demandé à l'Office l'autorisation de déposer les copies demandées de son SGQ et de son processus AIV sous le sceau de la confidentialité. Personne ne s'est opposé à cette demande et, dans ses décisions des 25 septembre et 3 novembre 2009, l'Office a approuvé le dépôt de cette information sous le sceau de la confidentialité, conformément à l'article 16.1 de la Loi sur l'ONÉ. Ces décisions figurent aux annexes III et IV.

NGTL a indiqué que le SGQ suffit pour garantir l'intégrité du pipeline, car il lui permet de cerner et d'éliminer les causes de défaillance potentielle avant la mise en service du pipeline, rendant ainsi l'essai hydrostatique redondant. En ce qui concerne la détection des fuites, NGTL s'est engagée à effectuer un relevé du pipeline au sol en utilisant l'ionisation de flamme pour détecter les fuites sur toute la longueur du pipeline proposé.

NGTL a fait ressortir certains avantages du processus AIV, comme le coût moins élevé et les effets moindres sur l'environnement. La société a également dit qu'elle préconisait le processus AIV, à la place de l'essai hydrostatique, afin d'obtenir un avantage commercial stratégique.

En ce qui concerne les améliorations du SGQ, NGTL a reconnu que les mesures correctives et les mesures préventives répertoriées lors des vérifications antérieures n'ont pas toutes été mises en œuvre. De plus, une vérification prévue pour 2009 n'a pas encore été effectuée.

Opinion de l'Office

Selon l'Office, toute solution de rechange à l'essai hydrostatique doit démontrer qu'elle est au moins aussi efficace et fiable que l'essai de pression actuellement imposé par la norme CSA Z662-07. La méthode de

l'AIV proposée est relativement nouvelle et n'est pas reconnue par le RPT-99 ni par la norme CSA Z662-07 pour remplacer l'essai hydrostatique.

L'AIV comporte un niveau accru de contrôle et d'assurance pour garantir la qualité du processus à toutes les étapes du projet. Aussi, l'existence d'un SGQ global évolué est-elle essentielle au succès du processus AIV et de toute exemption de l'essai hydrostatique. Parmi les critères que l'Office estime importants, il y a entre autres les faibles déformations appliquées, les essais hydrostatiques réussis sur un tronçon représentatif, la classe d'emplacement, la faible contrainte d'exploitation, la surveillance par une société indépendante et les spécifications de la société qui dépassent les exigences minimales des normes.

L'Office constate que NGTL a élaboré un processus AIV et des documents connexes conformément aux recommandations faites à la suite de projets antérieurs. Toutefois, selon lui, le processus AIV et le SGQ qui le régit en sont aux premiers stades d'élaboration et, par le fait même, n'ont pas encore profité entièrement du processus d'amélioration continue. Bien que le système ait été vérifié et que certaines mesures correctives aient été cernées, toutes n'ont pas été mises en œuvre. C'est pourquoi, à la lumière de son évaluation de la preuve, l'Office estime qu'il n'est pas opportun d'approuver le SGQ et le processus AIV de la société tels qu'ils ont été déposés.

L'Office appuie la mise au point et la mise en œuvre des nouvelles technologies, des nouveaux matériaux et des nouveaux procédés comme l'AIV, et il constate que NGTL a une certaine expérience, limitée toutefois, des AIV dans la construction de pipelines de semblable longueur, nécessitant des niveaux de contrainte et des facteurs de sécurité semblables. Par conséquent, NGTL pourra mettre en œuvre ses processus SGQ et AIV et demander subséquemment une exemption partielle des essais hydrostatiques.

Si NGTL décidait de demander une exemption des essais hydrostatiques et que l'Office était convaincu que le SGQ et le processus AIV ont été mis en œuvre pleinement et avec succès, et qu'il lui était démontré que l'AIV est une solution de rechange acceptable aux essais hydrostatiques, l'Office pourrait accorder une exemption partielle. Si NGTL ne demande pas, et n'obtient pas, l'autorisation d'être soustraite aux essais hydrostatiques, elle sera tenue de se conformer aux exigences du chapitre 8 de la norme CSA Z662-07 relatives aux essais de pression de la totalité du pipeline proposé.

De l'avis de l'Office, sans égard à toute demande d'exemption, un essai hydrostatique devra être effectué sur un important tronçon représentatif de la longueur totale des pipelines de classe 1 du projet afin de valider le

processus AIV. En outre, l'Office obligerait NGTL à faire vérifier par une société indépendante son SGQ et son processus AIV, ainsi que leur mise en œuvre pour le projet. Cette société présenterait son rapport à l'Office en même temps qu'à NGTL, conformément à un énoncé de travail approuvé par l'Office.

L'Office est d'avis que toute exemption à l'égard des tests hydrostatiques ne pourrait être que conditionnelle, de telle manière que si l'Office jugeait que des essais de pression démontraient que l'AIV constituait une solution de rechange inacceptable à de tels essais, il pourrait exiger que l'intégralité du pipeline proposé fasse l'objet d'essais hydrostatiques avant sa mise en service. Dans cette optique, l'Office tiendrait compte des résultats d'essais hydrostatiques partiels visant à valider le processus AIV, de la vérification du SGQ et du processus AIV ainsi que de leur mise en œuvre par une société indépendante, et de tout autre renseignement pertinent.

En ce qui a trait à tout tronçon du pipeline pour lequel une exemption aux essais hydrostatiques est envisagée, une demande d'exemption aux exigences du chapitre 8 de la norme CSA Z662-07 et de l'alinéa 4(1)d) du RPT-99 doit être déposée conformément au paragraphe 48(2.1) de la Loi sur l'ONÉ. Afin d'assurer le traitement approprié et en temps opportun d'une telle demande, l'Office demanderait à NGTL de la déposer au plus tard 30 jours après la délivrance du certificat pour le projet, et il voudrait voir dans la demande au moins l'information dont il est question à l'annexe VI des présents Motifs.

L'Office constate que l'essentiel de l'information fournie concernant le SGQ et le processus AIV de TransCanada a été déposé sous le sceau de la confidentialité auprès de l'Office et que NGTL a qualifié l'AIV de processus qui lui procure un avantage concurrentiel. L'Office constate également que le potentiel de l'AIV a été soulevé auprès de la CSA, laquelle, à ce jour, a refusé d'aller plus loin dans l'examen de la démarche.

L'Office redoute l'élaboration d'un nouveau processus de validation de la sécurité et de l'intégrité dans un sens qui ne facilite pas l'examen, les commentaires et l'engagement de toutes les parties intéressées, qui sont les participants de l'industrie, les organismes de réglementation et les parties prenantes. L'Office se demande si l'exemption de certaines exigences réglementaires d'application générale peut constituer un avantage concurrentiel par rapport aux autres participants de l'industrie, comme le prétend NGTL. À cet égard, l'Office constate que la société n'a pas fourni de preuve permettant de croire que son SGQ est plus solide que les processus semblables utilisés par les autres participants de l'industrie, ou que les résultats de ses essais hydrostatiques et ses registres d'intégrité varient sensiblement par rapport à ceux des autres participants de l'industrie.

Selon l'Office, si l'adoption par l'industrie de SGQ améliorés pour la conception et la construction de pipelines remet en question la pertinence des essais hydrostatiques post-construction sur le plan de la rentabilité, l'étude de la question devrait être effectuée par des organismes de normalisation reconnus, ou par le biais d'une analyse pleine, ouverte et entière de la part des parties intéressées. L'Office estime qu'on peut entreprendre l'étude plus approfondie de la question de l'AIV tout en respectant le caractère confidentiel des renseignements de la société sur le processus.

Compte tenu que l'AIV en est encore à ses premiers balbutiements et en l'absence de toute preuve d'analyse plus approfondie du processus AIV de la part de l'industrie, l'Office continuera de considérer l'AIV comme un essai en conditions réelles.

Pour le cas où l'utilisation de l'AIV dans l'avenir était proposée, l'Office s'attendrait aussi à ce que NGTL décide au préalable d'utiliser ou non l'AIV et demande une exemption des essais hydrostatiques à l'étape de la définition de l'élaboration du projet, tel que l'exige son propre processus d'AIV. L'Office s'attendrait également à ce que la société dépose auprès de lui, en même temps que la demande visant le projet, toute l'information relative au SGQ et à l'AIV, y compris toute modification des processus recommandée. L'Office encouragerait également la société à lui faire part de son intention d'utiliser l'AIV au plus tôt à l'étape de l'élaboration de son projet, lors des rencontres prédemande ou autrement.

Question de procédure, l'Office constate que NGTL n'a pas déposé sa documentation sur le SGQ ou l'AIV dans le cadre de sa preuve écrite additionnelle même si elle faisait remarquer dans ce document qu'elle s'appuierait sur ces processus pour justifier l'exemption des essais hydrostatiques proposée pour le projet. NGTL a confirmé qu'elle demandait l'approbation de son processus AIV dans le cadre de la présente instance, indépendamment du fait que sa documentation sur le processus AIV n'avait été déposée auprès de l'Office que quelques jours avant le début de l'audience et en réponse directe à une demande de renseignements formulée par lui. Quand l'Office lui a demandé pourquoi elle n'a déposé sa demande d'approbation de processus qu'après qu'il lui en eut fait la demande, NGTL a répondu qu'elle s'attendait d'obtenir d'autres indications sur les exigences de l'Office en matière de documentation par le biais de son processus de demande de renseignements. L'Office estime que les attentes de la société à cet égard sont inacceptables. Selon lui, il est irréaliste et inapproprié qu'une société demande l'approbation d'un processus à l'occasion d'une audience sans avoir au préalable déposé ce processus auprès de l'Office dès qu'il lui était possible de le faire.

Chapitre 5

Consultation publique

L'Office exige des sociétés une consultation raisonnable du public, en proportion avec le cadre, la nature et l'ampleur d'un projet.

Le chapitre 5 porte principalement sur la consultation publique en général. Quant à la consultation et à la participation des Autochtones, il en sera question au chapitre 6.

5.1 Programme de consultation publique de NGTL

Opinion de NGTL

NGTL a conçu et mis en application son programme de consultation publique en conformité avec les principes de TransCanada en la matière. Ce programme comprend quatre étapes.

1. Recensement des parties prenantes et préavis : annonce publique du projet, amorce et recherche d'un dialogue avec les parties prenantes, notamment en répondant aux demandes de renseignements reçues durant les premiers mois suivant l'annonce du projet.
2. Participation des parties prenantes : mise en œuvre d'un volet de participation global et direct des parties prenantes, notamment par des rencontres communautaires, des séances portes ouvertes, la diffusion régulière d'information, et par le dialogue afin de fournir une information plus détaillée sur le projet et d'inviter à la poursuite du dialogue.
3. Relations continues avec les parties prenantes et dépôts réglementaires : consultation et communication régulières avec les parties prenantes pour solliciter leurs commentaires, élargir le dialogue, aborder et résoudre les questions en suspens, faire connaître aux parties prenantes la façon de participer au processus réglementaire de l'Office et faire part à l'Office de leurs commentaires sur le projet. Cette étape a débouché sur le dépôt de la demande de NGTL.
4. Du dépôt à la fin de la construction : tout au long de l'examen réglementaire jusqu'à l'achèvement de la construction, en faisant notamment le point de la situation avec les parties prenantes, en répondant aux demandes de renseignements et en réagissant aux questions qui émergent, en résolvant les questions reportées lors d'activités de participation antérieures et en poursuivant le dialogue avec toutes les parties prenantes. Cette étape se termine avec l'achèvement de la construction, alors que les activités de consultation sont transférées à TransCanada dans le cadre de son programme intégré de sensibilisation du public (PISP), afin de maintenir la communication avec les parties prenantes et résoudre les problèmes en cours d'exploitation, s'il y a lieu.

Le programme de consultation de NGTL visait à repérer les propriétaires fonciers et les parties prenantes interpellées par le projet. NGTL a d'abord recensé 74 propriétaires fonciers touchés.

La zone de consultation a ensuite été élargie à un rayon de 400 m, ce qui a permis d'ajouter 59 propriétaires fonciers, avec lesquels NGTL est entrée en contact.

NGTL a commencé ses activités de consultation en août 2008. Elle a fourni de l'information de diverses façons sur le projet aux parties intéressées ou touchées, notamment par des rencontres individuelles, des trousses d'envoi par la poste, des avis publics dans les journaux locaux et des séances portes ouvertes. Une vaste consultation des parties prenantes et des propriétaires fonciers a débuté en octobre 2008. Des séances portes ouvertes ont été tenues entre octobre 2008 et avril 2009 dans les localités de Bonanza, Dawson Creek, Rycroft et Grande Prairie. NGTL a poursuivi ses activités de consultation durant le processus réglementaire de l'Office et elle s'est engagée à se rendre disponible pour rencontrer les parties prenantes tout au long du projet.

NGTL a relevé un certain nombre de préoccupations exprimées par les parties prenantes lors des activités de participation organisées, notamment celles d'un propriétaire foncier directement touché à propos de la déperdition souterraine et de la qualité de l'eau potable, et celles d'un détenteur d'un bail de pâturage. NGTL a confirmé qu'elle continuerait de consulter les personnes susceptibles d'être touchées et de discuter avec elles des mesures d'atténuation. En ce qui concerne le propriétaire foncier directement touché, NGTL s'est engagée à incorporer les mesures d'atténuation convenues, le cas échéant, à son plan de protection de l'environnement (PPE) pour le projet.

Quant aux préoccupations exprimées par la SPLA, NGTL a dit qu'elle a appris l'existence de la SPLA en juin 2009. Elle a indiqué qu'elle avait rencontré et continue de rencontrer les propriétaires fonciers individuellement, y compris les membres et les dirigeants de la SPLA, pour discuter des questions et préoccupations relatives au projet. NGTL a précisé qu'elle n'avait pas encore rencontré la SPLA en tant qu'organisme, mais qu'elle souhaitait consulter les propriétaires fonciers et leurs représentants, notamment la SPLA, à propos du projet. NGTL a dit que l'accord de collaboration, décrit à 7.3, pages 45 et 46, est novateur et stratégique et vise à améliorer les relations à long terme avec les propriétaires fonciers, et que l'objet de l'entente de confidentialité est d'éviter que les dispositions de l'accord soient divulguées aux concurrents de TransCanada. Elle a reconnu qu'il s'agit là d'une nouvelle façon de procéder à laquelle des améliorations pourraient être apportées.

En réponse à la demande d'aide financière soumise par la SPLA pour entreprendre des négociations avec elle, NGTL a dit qu'elle n'était pas disposée à financer les activités des regroupements de propriétaires fonciers comme condition préalable à l'amorce de négociations, et qu'elle ne financera pas la SPLA inconditionnellement ou sans une portée bien définie.

Opinion de la SPLA

La SPLA a exprimé ses préoccupations à l'égard du processus de consultation des propriétaires fonciers de NGTL, estimant que ses membres n'avaient pas eu suffisamment d'information sur le projet.

La SPLA s'est également dite préoccupée par l'entente de confidentialité remise par NGTL aux propriétaires fonciers. Les membres de la SPLA n'avaient pas eu à affaire à l'entente de confidentialité auparavant, de sorte qu'ils ont eu du mal à la comprendre. La SPLA a dit que ses

membres avaient obtenu de la société des interprétations parfois contradictoires de cette entente. Elle a estimé que la manière dont l'entente de confidentialité avait été remise aux propriétaires fonciers – en même temps que les avis prévus à l'article 87 – a pu les inciter à croire qu'elle avait été approuvée par l'Office. La SPLA a terminé en disant que selon elle l'entente est une entrave au droit de ses membres d'être représentés efficacement par leur association.

Opinion de l'Office

L'Office reconnaît les efforts consentis par NGTL pour recenser et consulter les parties prenantes susceptibles d'être touchées et intéressées, de même que son engagement à continuer de consulter le public et les propriétaires fonciers pendant toute la durée de vie utile du projet.

L'Office reconnaît les préoccupations exprimées par la SPLA à l'égard des consultations de la SPLA en tant qu'organisme et l'impact qu'a pu avoir l'entente de confidentialité de NGTL sur la représentativité de l'organisme aux yeux de ses membres. Même si l'Office prend acte des objectifs énoncés par NGTL en ce qui concerne l'élaboration et l'utilisation de l'accord de collaboration et de l'entente de confidentialité, il estime que l'impact de l'entente de confidentialité sur certains propriétaires fonciers et leurs représentants a en partie perverti ces objectifs.

L'Office constate que NGTL s'est engagée à rencontrer la SPLA. Il encourage la SPLA et NGTL à discuter des préoccupations non résolues et de rechercher des solutions mutuellement acceptables. Dans l'éventualité où le projet était approuvé, l'Office enjoindrait à NGTL de déposer auprès de lui un rapport actualisé sur ses activités de consultation, y compris avec la SPLA.

L'Office constate également que NGTL s'est engagée à poursuivre les consultations avec toutes les parties prenantes éventuellement touchées. Il prend également acte de l'engagement de NGTL de poursuivre le dialogue après la construction du projet par l'entremise du PISP de TransCanada.

Même si l'Office constate l'incapacité de NGTL et de la SPLA dans le contexte d'une consultation prompte et efficace sur les questions préoccupant la SPLA, il juge qu'en général, la conception et la mise en œuvre du programme de consultation de NGTL ont été appropriées, eu égard au cadre, à la nature et à l'ampleur du projet.

Chapitre 6

Questions autochtones

6.1 Processus de participation accrue des Autochtones pour le projet

L'Office a comme pratique d'obtenir le plus d'éléments de preuve possible au sujet des incidences éventuelles d'un projet sur les groupes autochtones. Il évalue ces incidences et en tient compte dans sa décision définitive. Pour veiller à assurer le caractère exhaustif de son dossier, il s'appuie sur les éléments de preuve fournis conformément aux exigences prévues dans le *Guide de dépôt*. L'Office s'en remet également à son initiative de participation accrue des Autochtones (PAA) et à son processus d'audience.

Conformément au *Guide de dépôt* de l'Office, le promoteur d'un projet doit recenser, consulter et faire participer les groupes autochtones pouvant être touchés avant de déposer sa demande. En outre, il doit prêter l'oreille aux doléances de ces groupes et tenter dans la plus grande mesure possible de les résoudre. L'Office s'attend que le promoteur poursuive ses discussions avec les groupes autochtones à mesure que le processus de réglementation évolue, et si le projet est approuvé, pendant les étapes de la construction et de l'exploitation du projet. La demande doit renfermer des données détaillées sur le travail de consultation du promoteur, notamment une description de toute question ou préoccupation non résolue. L'Office incite les groupes autochtones à discuter avec le promoteur pour que leurs préoccupations soient traitées au plus tôt afin de permettre l'étude et la résolution éventuelle de ces préoccupations avant le dépôt de la demande.

L'initiative de PAA de l'Office vise une prise de contact proactive avec les groupes autochtones qui pourraient être touchés par un projet envisagé, en plus de chercher à aider ces groupes à mieux comprendre le processus de réglementation et la façon d'y prendre part. L'Office vérifie l'exhaustivité de la liste des groupes autochtones susceptibles d'être touchés que contient la description de projet déposée par le promoteur au BGGP. Il peut suggérer au promoteur d'y apporter certaines révisions qui pourraient être requises. L'Office fait ensuite parvenir une lettre à chacune des collectivités ou organisations autochtones pouvant être touchée qui sont inscrites sur la liste révisée, les informant du projet ainsi que du rôle de réglementation de l'Office à l'égard de ce projet, et leur offrant de fournir de plus amples renseignements sur le processus d'audience. Après l'envoi des lettres, du personnel de l'Office fait le suivi en transmettant de l'information et en ménageant des rencontres, sur demande.

Finalement, l'Office encourage les groupes autochtones pour lesquels le projet a de l'intérêt à prendre part au processus d'audience de façon à faire connaître leur point de vue et leurs préoccupations à l'Office. Il existe différents moyens pour les groupes autochtones de faire connaître leur point de vue directement à l'Office. Ils peuvent par exemple le faire dans une lettre de commentaires, au moyen d'un exposé oral, en présentant une preuve écrite, sous forme d'un témoignage de leurs membres ou des aînés, au moment du contre-interrogatoire du promoteur ou d'autres parties et pendant la plaidoirie finale.

Pour le projet, l'Office a mis en œuvre son initiative de PAA entre la réception de la description du projet (le 27 novembre 2008) et la réception de la demande (le 30 avril 2009). Cinq groupes autochtones ont demandé et obtenu des rencontres d'information sur le processus d'audience de l'Office; ce sont la Première Nation de Duncan's (PND), la Première Nation de Horse Lake (PNHL), la Première Nation de Sauteau (PNS), la Première Nation Tsek'hene (de McLeod Lake) et les Premières Nations de West Moberly.

Deux groupes autochtones ont participé à l'instance GH-1-2009 : ce sont la PND et la PNHL, qui ont présenté des exposés oraux pendant la partie orale de l'audience, dont un témoignage des aînés de chacune de ces Premières Nations.

Aucun autre groupe autochtone n'a demandé à obtenir le statut d'intervenant dans l'instance, ni fourni de lettre de commentaires ou présenté d'exposé oral à l'audience.

6.1.1 Participation et consultation des Autochtones

Opinion de NGTL

Le processus de participation des Autochtones adopté par NGTL avait principalement pour but de :

- déterminer les effets éventuels du projet sur l'usage courant des terres à des fins traditionnelles;
- recenser les sites d'importance culturelle et historique pour les Autochtones susceptibles d'être touchés par le projet;
- répertorier le savoir local et traditionnel connexe au projet;
- bâtir et permettre l'amélioration des relations en ce qui a trait aux attentes et aux protocoles des collectivités.

NGTL a commencé par recenser les groupes autochtones susceptibles d'être touchés par le projet sur la base d'une zone de participation d'environ 50 km de part et d'autre du tracé proposé du pipeline. NGTL a également recensé les groupes autochtones ayant des rapports établis avec la société dont les territoires traditionnels sont situés à l'intérieur de la zone de participation. Pour recenser d'autres groupes autochtones susceptibles d'avoir des terres traditionnelles dans la zone du projet, NGTL a également contacté les ministères fédéraux et provinciaux responsables des affaires autochtones.

Au total, 17 groupes autochtones ont été jugés susceptibles d'être touchés par le projet et NGTL les a tous contactés, à savoir :

- la Première Nation de Blueberry River
- la PND
- la Première Nation de Doig River
- la Première Nation de Fort Nelson

- la Première Nation de Halfway River
- la PNHL
- la Première Nation de Kelly Lake
- la Nation crie de Kelly Lake
- la Métis Settlement Society de Kelly Lake
- la Première Nation Lheidli T'enneh
- la Métis Society de Moccasin Flats
- la Northeast Métis Association
- la Première Nation de Prophet River
- la PNS
- la Première Nation Tsay Keh Dene
- la Première Nation Tsek'hene (de McLeod Lake)
- les Premières Nations de West Moberly

Deux organismes autochtones, la Métis Nation de l'Alberta – Région 6, et le Conseil du nord-est de la C.-B. – Traité n° 8, ont également été contactés par NGTL.

NGTL a dit que le tracé du pipeline proposé est situé dans la zone du Traité n° 8 et qu'il ne traverse pas de réserves ni de terres indiennes désignées en vue de l'établissement de réserves en vertu de la *Loi sur les Indiens*.

NGTL a lancé son programme de participation des Autochtones pour le projet à l'automne 2008. Elle a eu recours à divers moyens de communication pour s'assurer leur participation : envois postaux, courriels, appels téléphoniques, rencontres et séances portes ouvertes. Les groupes autochtones préalablement recensés ont obtenu de l'information sur le sujet, y compris une mosaïque de photographies du tracé proposé et des calendriers des activités de planification, de réglementation et de construction. Les groupes autochtones ont été informés de la date du dépôt de la demande de NGTL auprès de l'Office et ont été priés de faire connaître leur niveau d'intérêt pour le projet.

NGTL a mis au point des activités de participation et tenu un journal de bord pour les groupes autochtones intéressés à participer à son processus de participation autochtone. Dans sa demande et lors de ses interventions ultérieures, NGTL a fourni des preuves attestant sa consultation des 11 groupes autochtones suivants :

- la PND
- la Première Nation de Doig River
- la Première Nation de Halfway River
- la PNHL
- la Première Nation de Kelly Lake

- la Nation crie de Kelly Lake
- la Métis Settlement Society de Kelly Lake
- la Northeast Métis Association
- la PNS
- la Première Nation Tsek'hene (de McLeod Lake)
- les Premières Nations de West Moberly

NGTL a confirmé que les six autres groupes autochtones jugés susceptibles d'être touchés avaient été informés du projet et que soit ils avaient décidé de ne pas participer au programme de participation de NGTL, soit ils n'avaient pas exprimé d'intérêt ou de préoccupations à l'égard du projet, soit encore ils lui avaient indiqué leur absence d'intérêt pour la zone du projet.

NGTL a en outre confirmé que, si le projet était approuvé, elle continuerait de respecter le processus établi de participation autochtone durant la construction. Elle a en outre confirmé que pour l'étape de l'exploitation, elle adopterait le PISP de TransCanada pour poursuivre les activités liées à la participation des Autochtones.

En réponse à la déclaration de la PND à l'effet que celle-ci n'avait pas été consultée suffisamment tôt à l'étape de la planification du projet au sujet des options du tracé, NGTL a dit qu'elle avait remis à la PND une mosaïque de photographies montrant le tracé proposé du pipeline dès le début du processus de participation des Autochtones, en septembre 2008. NGTL a souligné qu'elle a été en contact régulier avec la PND entre septembre 2008 et janvier 2009, mais que la PND n'avait pas à ce moment-là soulevé la question du tracé. NGTL a ajouté que c'est en janvier 2009 qu'elle a été informée par la PND que le tracé proposé traversait une zone de chasse et de campement des membres de la PND, et que celle-ci lui a demandé s'il était possible de déplacer la partie du tracé qui traverse les terres publiques pour éviter les effets négatifs éventuels sur ces intérêts.

NGTL a en outre fait remarquer que sur la base des commentaires reçus des intervenants, des propriétaires fonciers et des groupes autochtones, elle a établi un tracé de rechange pour réduire au minimum ou éviter les effets négatifs éventuels en cause, dont les effets mentionnés par la PND. NGTL a discuté du tracé de rechange avec la PND et lui a fourni en mars 2009 une mosaïque de photographies actualisée. Le tracé de rechange a par la suite été adopté par NGTL comme étant le tracé demandé pour le projet. NGTL a indiqué que la PND n'avait soulevé aucune autre question concernant le tracé proposé et que ce n'est que le 8 septembre 2009, date du dépôt auprès de l'Office d'une demande de la PND de faire un exposé oral, que celle-ci a proposé à NGTL le tracé de rechange le long de la route 49.

En réponse à la préoccupation de la PND à l'effet que les questions qu'elle avait soulevées n'ont pas été incorporées dans l'ÉE du projet, NGTL a mentionné que les aînés de la PND ont eu l'occasion de parcourir l'emprise dans son entier, tant sur les terres privées que sur les terres publiques, pendant la collecte des connaissances écologiques traditionnelles (CET) menée lors des enquêtes sur le terrain dans le cadre de l'ÉE du projet. NGTL a indiqué que les CET fournies par les membres de la PND étaient incorporées dans les études biophysiques et qu'il en a été tenu compte dans l'élaboration des mesures d'atténuation comprises dans l'ÉE.

NGTL a dit qu'elle avait renouvelé une entente communautaire avec la PND en novembre 2009. Elle a indiqué que cette entente établit un protocole entre la société et la PND pour les soumissions de projet, les occasions d'affaires et les investissements dans la collectivité. NGTL a ajouté que cette entente et d'autres investissements faits par elle dans des projets communautaires prouvaient l'existence d'avantages socioéconomiques pour la PND.

Concernant la consultation de la PNHL, NGTL a fait valoir qu'elle suivait la politique définie par le directeur de l'International Relations Corporation (IRC) de la PNHL. NGTL a confirmé avoir eu par 18 fois des contacts avec la PNHL entre septembre 2008 et juin 2009, et elle a produit une lettre de l'ancien directeur de l'IRC indiquant que la PNHL n'avait pas d'inquiétudes quant aux effets du projet.

NGTL a reconnu qu'un nouveau chef et un nouveau conseil avaient été élus en octobre 2009 et que la nouvelle administration de la PNHL a informé NGTL de la nécessité de consulter davantage la collectivité. NGTL a fait remarquer qu'aucune autre question liée au projet n'avait été soulevée. Elle a souligné qu'elle tenait à poursuivre le dialogue avec la PNHL et à élaborer un protocole d'entente définissant un processus de participation avec la PNHL.

En ce qui concerne la consultation des autres groupes autochtones, NGTL a confirmé que les groupes qui n'ont pas participé à son processus de participation n'ont pas soulevé par la suite de questions auprès d'elle. NGTL s'est en outre engagée à en informer l'Office si jamais des questions devaient être soulevées. NGTL s'est également engagée à consulter régulièrement les groupes autochtones touchés et intéressés pendant toute la durée de vie utile du projet proposé.

Opinion de la PND

La PND a dit qu'elle participait au programme de participation de NGTL et à l'audience de l'Office afin de faire connaître ses préoccupations à NGTL et à l'Office. Elle a indiqué que, pour les options du tracé, NGTL ne l'avait pas consultée suffisamment tôt à l'étape de la planification du projet. Si elle l'avait été, a-t-elle dit, elle aurait pu présenter des solutions de rechange au tracé, qui auraient pu faire passer le pipeline loin des zones d'importance pour elle.

La PND a également exprimé des préoccupations concernant l'incorporation des questions soulevées par elle dans l'ÉE du projet. La PND a en outre indiqué que, même si les aînés ont pu examiner à fond – par une visite des lieux – l'emprise du projet en Alberta, elle n'a pas eu la possibilité de faire un suivi sur certaines questions touchant les terres privées qui se trouvent dans le territoire traditionnel de la PND en C.-B. Ces terres privées n'ont pas fait l'objet d'une étude lors de l'examen de l'usage des terres à des fins traditionnelles (UTFT) pour le projet.

La PND a terminé en disant qu'elle continue de travailler avec NGTL pour établir de meilleures relations de travail propices à la satisfaction des besoins de la collectivité, mais que les consultations doivent aboutir à des accommodements et à l'atténuation des effets socioéconomiques, surtout lorsqu'un projet a des incidences sur le territoire traditionnel. Pour que l'Office puisse rendre une décision sur la question de l'intérêt public, la PND a demandé que, par principe, il réclame des promoteurs des preuves supplémentaires de leur collaboration avec les groupes autochtones, notamment de l'information au sujet de l'évaluation des

incidences socioéconomiques d'un projet envisagé et des mesures d'atténuation prises à cet égard.

Opinion de la PNHL

La PNHL a dit que ses intérêts n'avaient pas été suffisamment pris en compte en ce qui concerne les usages traditionnels. Elle a indiqué que l'ancien directeur de l'IRC de la PNHL avait eu des contacts avec NGTL au moment où celle-ci a entrepris ses activités de participation, mais qu'il avait décidé de ne pas associer la PNHL aux études sur l'UTFT pour le projet. Un nouveau conseil et un nouveau chef ont été élus en octobre 2009 et la PNHL a par la suite décidé de participer à l'audience GH-1-2009. Après l'élection, l'actuel représentant de l'IRC a communiqué avec NGTL pour exprimer ses préoccupations à l'égard de la détermination et de l'évaluation des ressources à exploiter sur les terres utilisées à des fins traditionnelles qui présentent un intérêt pour la PNHL. L'actuel représentant de l'IRC avait également demandé de parcourir l'emprise proposée, afin de discuter de ses préoccupations et de s'informer des méthodes de construction. La PNHL a dit que NGTL n'avait pas donné suite à cette demande.

La PNHL a indiqué que le chef et le conseil de la PNHL décideraient de l'opportunité de participer ou non aux futures études sur l'UTFT dans le cadre du projet.

6.1.2 Incidences éventuelles du projet

Opinion de NGTL

Dans le cadre de ses activités de participation des Autochtones, NGTL a mené des études sur l'UTFT en vue de connaître les enjeux ou les préoccupations des Autochtones liés à l'usage des terres et à l'exploitation des ressources à des fins traditionnelles. Ces études visaient à :

1. déterminer les effets et les enjeux éventuels du projet en déterminant l'ampleur et la nature de l'UTFT de chaque collectivité;
2. établir un mécanisme pour recueillir le savoir et l'information traditionnels, comme la nature et l'emplacement des sentiers, les arbres culturellement modifiés, les sites d'habitation, les plantes médicinales et les plantes sources de nourriture, les sites de chasse, de pêche et de piégeage, les lieux de rassemblement et les lieux sacrés, tout en préservant le caractère confidentiel des renseignements exclusifs de chaque collectivité;
3. fournir l'information sur le savoir et les usages traditionnels des Autochtones, qui servira à l'évaluation des effets éventuels du projet sur l'UTFT;
4. établir des mesures d'atténuation propres aux sites en fonction des préoccupations exprimées à l'égard de l'usage courant des terres à des fins traditionnelles, et obtenir l'assentiment des groupes concernés.

Les études sur l'UTFT couvraient les territoires traditionnels des groupes autochtones intéressés qui étaient situés sur les terres publiques par lesquelles passait le tracé proposé. Les enquêtes sur le terrain ont porté sur les zones qui seraient directement perturbées par les travaux de

construction du projet et par les activités de nettoyage. Les zones à l'extérieur de l'emprise du projet qui présentaient un intérêt pour une collectivité donnée ont aussi fait l'objet de l'étude.

Sept groupes autochtones ont choisi de participer directement aux études sur l'UTFT de NGTL. Ce sont :

- la Première Nation de Doig River
- la PND
- la Première Nation de Kelly Lake
- la Métis Settlement Society de Kelly Lake
- la Première Nation Tsek'hene (de McLeod Lake)
- la Northeast Métis Association
- la PNS

Un groupe autochtone, la Nation crie de Kelly Lake, a mené sa propre étude sur l'UTFT pour le projet. Les neuf autres groupes autochtones jugés susceptibles d'être touchés par le projet soit ont indiqué qu'ils ne s'intéressaient pas à la zone du projet et de ce fait ne souhaitaient pas participer aux études sur l'UTFT, soit n'ont pas manifesté à NGTL leur intérêt ou préoccupation à l'égard de l'UTFT.

Pour prévenir ou réduire les effets sur les sites d'UTFT qui ont été répertoriés, NGTL a élaboré des mesures d'atténuation en collaboration avec les collectivités autochtones participantes. NGTL a souligné que le travail de terrain sur le recensement de ces sites a été effectué avec les huit groupes autochtones intéressés. Il reste à NGTL de tenir des rencontres sur l'atténuation et des rencontres de synthèse pour relever les autres enjeux des UTFT, le cas échéant, et pour confirmer les mesures d'atténuation auprès des groupes autochtones intéressés.

NGTL a mentionné que 17 membres de la PND ont participé aux études sur l'UTFT et qu'ils ont fourni des CET pour six études biophysiques. Les membres de la PND ont répertorié 32 sites dans le voisinage du projet, notamment un site occupé par une cabane, 11 sites de récolte de végétaux et 12 aires fauniques (dont trois tanières à ours noir, une tanière à grizzli, une tanière à renard, deux huttes de castor habitées et une digue de castor sur le ruisseau Sergeant, ainsi que des huttes de castor habitées sur un tributaire du ruisseau Henderson). NGTL a indiqué que la PND craignait que l'emprise ne crée un corridor plus large qui permettrait aux chasseurs d'orignal d'avoir accès au secteur et que le développement continu ne réduise le nombre d'animaux que le secteur peut supporter. NGTL a dit aussi que des préoccupations avaient été exprimées au sujet de l'accès aux terres à des fins traditionnelles, notamment pour les membres de la PND qui empruntent les cours d'eau de la zone du projet pendant la construction aux ruisseaux Fox et Sergeant. NGTL a indiqué que la PND avait relevé d'autres zones d'intérêt mais que la PND avait confirmé à son tour que le trajet évitait ces dernières.

NGTL a proposé un certain nombre de mesures pour atténuer les effets éventuels sur les sites répertoriés par la PND et d'autres groupes autochtones participants. Pour que l'accès aux terres à des fins traditionnelles ne soit pas interrompu, NGTL s'est engagée à informer la PND du moment et de la durée des travaux de construction aux ruisseaux Fox et Sergeant. NGTL a

confirmé que le site de la cabane se trouve à 600 m au nord de l'emprise et qu'il ne sera pas touché par le projet, et que l'accès au site de la cabane sera clôturé pour éviter toute incidence de la circulation à pied des travailleurs pendant la construction. En ce qui a trait aux baies et plantes traditionnelles dans l'emprise, NGTL a également signalé les mesures d'atténuation générales qu'elle envisageait pour les espèces végétales de la zone du projet, comme la réduction de l'utilisation des applications chimiques, le remplacement des espèces végétales au moment des travaux de remise en état, ou l'évitement.

NGTL a également proposé des mesures d'atténuation pour les aires fauniques répertoriées par la PND et d'autres groupes autochtones participants. NGTL a fait valoir que les digues et les huttes de castor relevées par la PND ne seront pas touchées par la construction. Des rajustements du tracé ont été effectués pour éviter de perturber la tanière à grizzli dans le secteur de Saddle Hills et une tanière à ours noir du côté est de la rivière Kiskatinaw. On évitera aussi une cache et une prairie riche en minéraux (*moose lick*) faites de main d'homme. En ce qui concerne la tanière à ours noir située dans l'emprise, NGTL a dit que la construction est planifiée de manière à éviter la période de mise bas des ours et que s'il est établi que la tanière est en activité au moment de la construction, NGTL déterminera les mesures d'atténuation additionnelles nécessaires en consultation avec le ministère de l'Environnement de la C.-B. (MECB). Avant les travaux de construction, la tanière à renard relevée par la PND sera clôturée et évitée. S'il est établi qu'elle est en activité, des mesures d'atténuation additionnelles seront également déterminées en accord avec le MECB. NGTL a fait remarquer que d'autres mesures d'atténuation éprouvées et acceptées pouvaient être mises en œuvre pour éviter les effets négatifs sur les espèces fauniques, comme la création de zones tampons autour des ressources répertoriées et la limitation du recours aux applications chimiques.

NGTL a également évoqué les demandes spéciales des groupes autochtones qui ont participé aux études sur l'UTFT en ce qui concerne l'usage à des fins traditionnelles. La Nation crie de Kelly Lake et la Première Nation Tsek'hene (de McLeod Lake) ont demandé que des membres de leurs collectivités participent aux campagnes de surveillance durant les travaux de construction dans leurs territoires traditionnels.

NGTL s'est engagée à tenir compte des informations supplémentaires que pourraient fournir les groupes autochtones éventuellement touchés en ce qui a trait aux mesures visant à atténuer les effets possibles du projet sur les sites répertoriés et l'UTFT. NGTL s'est également engagée à mettre en œuvre son plan d'urgence dans l'éventualité où des sites d'UTFT seraient découverts pendant la construction et à incorporer dans son PPE toutes les mesures d'atténuation concernant l'UTFT. NGTL s'est enfin engagée à recourir aux surveillants des groupes autochtones intéressés, si on lui en fait la demande, pour observer les travaux de construction aux sites d'UTFT identifiés.

Opinion de la PND

La PND a exprimé des préoccupations à l'égard du tracé du projet le long des terres publiques qui se trouvent dans son territoire traditionnel, et en particulier à l'égard des effets éventuels sur ses usages et intérêts traditionnels dans le secteur de Saddle Hills. La PND a estimé que le projet fragmenterait encore davantage l'habitat dans ce secteur et qu'il empiéterait sur leurs droits issus de traités, comme la chasse, la cueillette et l'exploitation des ressources végétales, le camping et

l'accès général aux terres. La PND a indiqué que Saddle Hills est le seul secteur proche de la collectivité où elle peut aller chasser et cueillir des plantes médicinales et nutritives; il est donc très important, à ses yeux, de conserver les ressources dans ce secteur.

Pour réduire les effets éventuels du projet sur les droits et intérêts traditionnels qu'elle a sur les terres publiques, la PND a recommandé deux tracés de rechange par lesquels l'emprise traverserait des terres privées sur une plus longue distance, au nord du tracé actuel proposé. On trouvera au chapitre 7 une description complète de ces deux tracés de rechange. Si ceux-ci ne se révélaient pas pratiques, la PND a suggéré que NGTL soit tenue d'atténuer les effets du projet et d'adopter une approche dite « sans perte nette » dans sa planification des mesures d'atténuation. Les tracés de rechange et l'approche dite « sans perte nette » font l'objet d'une description complète, avec opinions des parties, au chapitre 7.

Opinion de la PNHL

La PNHL n'a pas participé aux études sur l'UTFT pour le projet et, comme on l'a dit plus haut, elle avait confirmé à NGTL qu'elle ne craignait pas les effets du projet sur l'UTFT. Lors de la partie orale de l'instance GH-1-2009 toutefois, la PNHL s'est inquiétée des effets que le projet pourrait avoir sur ses droits issus de traités dans le secteur de Saddle Hills, notamment en ce qui concerne la chasse, le camping et la cueillette, et l'utilisation des plantes médicinales. Selon la PNHL, déplacer la partie albertaine de manière à ce qu'elle soit parallèle à la route 49 ou suivre une emprise existante près de Bay Tree (Alberta) pourrait réduire les effets éventuels du projet sur l'usage courant des terres à des fins traditionnelles par la PNHL dans le secteur de Saddle Hills.

Opinion de l'Office

Consultation et participation des Autochtones

L'Office estime que tous les groupes autochtones susceptibles d'être touchés par le projet ont obtenu suffisamment de détails sur le projet et eu la possibilité de faire connaître leur point de vue à NGTL et à l'Office. Il constate l'engagement pris par NGTL de consulter et faire participer les Autochtones pendant toute la durée de vie du projet, et de mettre en œuvre le PISP de TransCanada.

En ce qui concerne la consultation de la PNHL, l'Office est d'avis que NGTL a suivi judicieusement les protocoles de participation soumis par les dirigeants élus de la PNHL au moment où NGTL a lancé ses activités de participation. Les dirigeants nouvellement élus de la PNHL ont des préoccupations différentes concernant le projet et l'Office constate l'engagement de NGTL à l'égard du maintien du dialogue avec la PNHL. L'Office s'attend à ce que NGTL maintienne un programme de consultation efficace qui permettra de résoudre dans toute la mesure du possible les questions au sujet du projet soulevées par la PNHL.

La PND a demandé à l'Office, comme question de principe, d'élargir les exigences de consultation imposées aux promoteurs afin qu'elle comprenne les questions socioéconomiques. L'Office est d'avis que ses attentes actuelles à l'endroit des promoteurs comprennent déjà d'importantes exigences de consultation, ainsi que des exigences détaillées en matière d'information au sujet des incidences environnementales et socioéconomiques éventuelles et des mesures d'atténuation possibles. Pour ce qui est des incidences environnementales et socioéconomiques, il incombe aux demandeurs de décrire les paramètres de l'évaluation des effets éventuels d'un projet, les mesures d'atténuation qui seront mises en œuvre et tous les effets qui pourraient en découler, y compris les effets socioéconomiques. En outre, l'Office s'attend à ce que les demandeurs tiennent compte de l'utilisation du savoir traditionnel lorsqu'il y a lieu et qu'ils donnent aux groupes autochtones la possibilité de confirmer l'interprétation de l'information et la manière dont elle a été utilisée dans la conception du projet. Par conséquent, l'Office est d'avis que ses attentes à l'endroit des promoteurs lui permettent de disposer des éléments de preuve voulus pour une évaluation appropriée des incidences socioéconomiques éventuelles d'un projet envisagé. Rien n'empêche les demandeurs et les groupes autochtones d'étendre la portée de leurs discussions au-delà de ces questions, même si un tel élargissement des discussions peut ne pas toujours être pertinent dans le contexte de la décision de l'Office.

En ce qui concerne ce projet précis, l'Office est convaincu que NGTL lui a fourni des renseignements suffisants au sujet des accommodements et des mesures d'atténuation des effets socioéconomiques sur la PND. NGTL a fourni des preuves de ses consultations tout au long de l'étape de la planification du projet avec la PND, précisant notamment les questions et les préoccupations soulevées par la PND et la manière dont NGTL y a répondu ou se propose de le faire. L'Office fait remarquer que la PND a aussi participé aux études sur l'UTFT et a mis à contribution ses CET pour six études biophysiques dans le cadre du projet. Enfin, l'Office prend également acte de la récente entente communautaire signée par la PND et NGTL comme preuve des efforts consentis pour défendre leurs intérêts mutuels, et il reconnaît les engagements pris par les deux parties de poursuivre leurs efforts pour régler les questions socioéconomiques qui représentent un intérêt pour la PND.

L'Office encourage tous les promoteurs et les groupes autochtones à se consulter dès les étapes de la planification et de l'évaluation des projets, pour pouvoir, dans un esprit de collaboration, présenter ce qu'ils considèrent être leurs intérêts respectifs et résoudre leurs préoccupations, y compris celles liées aux incidences socioéconomiques.

Effets éventuels du projet

La preuve déposée devant l'Office laisse supposer que le projet, compte tenu de son emplacement, est susceptible d'avoir des incidences négatives sur les sites et/ou activités d'usage à des fins traditionnelles. L'étude approfondie de NGTL sur l'UTFT a permis de cerner 32 emplacements précis. NGTL a proposé un certain nombre de mesures afin de réduire ou d'éliminer les incidences à ces emplacements et à d'autres qui pourraient être repérés plus tard. Ces mesures comprennent des mesures d'atténuation habituelles et d'autres propres aux différents emplacements répertoriés, le recours à des personnes des collectivités autochtones qui seraient chargées de surveiller les travaux de construction, et l'engagement par NGTL de mettre en œuvre son plan d'urgence dans l'éventualité où des sites d'UTFT seraient découverts pendant la construction, sur demande.

L'Office estime que les études entreprises par NGTL ont permis de déterminer les effets éventuels du projet sur les intérêts des groupes autochtones participants et de mettre au point les mesures d'atténuation nécessaires. Au-delà des mesures d'atténuation habituelles et d'autres propres aux différents emplacements répertoriés qui sont proposées par NGTL, l'Office prend également acte du programme exhaustif de mesures visant à réduire ou éliminer les effets éventuels du projet sur la faune, la végétation, les plantes rares, l'eau et la qualité de l'eau, tel qu'il est indiqué dans l'ÉE de NGTL. Au sujet des groupes qui n'ont pas participé aux études sur l'UTFT et les CET du demandeur, l'Office remarque que NGTL a fourni des détails suffisants sur le projet et leur a donné suffisamment l'occasion d'exprimer leurs préoccupations et d'en discuter. L'Office fait remarquer qu'aucune autre préoccupation n'a été soulevée en raison de ce processus et que NGTL s'est engagée à lui faire part de celles qui pourraient être soulevées plus tard.

L'Office constate les engagements de NGTL visant la poursuite des consultations avec les groupes autochtones intéressés de manière à envisager la prise de mesures d'atténuation supplémentaires et à incorporer au PPE du projet toutes celles ayant trait à l'UTFT. L'Office constate en outre l'engagement de NGTL dans le but de produire un rapport final sur l'UTFT qui présenterait d'autres questions ou préoccupations à ce sujet. Si le projet était approuvé, l'Office enjoindrait alors à NGTL de déposer, dans le cadre de son PPE, un rapport final sur l'UTFT pour le projet. Dans ce contexte, l'Office s'attendrait en particulier à un résumé de toutes les questions ou préoccupations soulevées par des groupes autochtones susceptibles d'être touchés, mais non réglées, ayant trait à l'UTFT, et comprenant une description de la façon dont ces questions ou préoccupations ont été ou seront traitées par NGTL.

L'Office remarque que le tracé détaillé du projet n'a pas été finalisé. Il doit se pencher sur le meilleur tracé détaillé possible pour le projet à l'occasion du processus d'approbation du tracé détaillé prévu aux articles 33 à 39 de la Loi sur l'ONÉ. L'Office constate que la PND et la PNHL continuent de nourrir des préoccupations à l'égard du tracé qui longe des terres publiques. Le chapitre 7 des présents Motifs présente une analyse approfondie du parcours, avec les préoccupations de la PND et de la PNHL ainsi que l'opinion de NGTL.

L'Office prend note des mesures d'atténuation et des marches à suivre décrites dans la preuve de NGTL et dans les engagements qu'elle a pris au sujet de l'étude des préoccupations supplémentaires soulevées par les groupes autochtones. À la lumière de ces mesures et engagements, ainsi que des recommandations de l'Office au sujet des mesures de protection de l'environnement et de la présentation d'un rapport final sur l'UTFT, l'Office estime que les incidences du projet liées à l'usage des terres et des ressources à des fins traditionnelles seront ainsi atténuées dans la plus grande mesure possible.

Chapitre 7

Description des questions foncières

L'Office oblige les demandeurs à fournir une description justifiée du tracé général proposé du pipeline, ainsi que des terres nécessaires en permanence ou temporairement à la réalisation du projet. L'Office exige également une description des droits foncières que le demandeur se propose d'acquérir, ainsi que du processus d'acquisition de terrains et de l'état d'avancement de l'acquisition de ces terrains. L'Office peut ainsi évaluer la pertinence du tracé général proposé du projet, les besoins en terrains et le programme d'acquisition de terrains du demandeur.

7.1 Tracé

7.1.1 Description du tracé général

Opinion de NGTL

Le tracé général proposé du projet s'étend du côté aval de la station de comptage existante Gordondale, située sur le réseau de l'Alberta dans la subdivision officielle (SO) 2-12-79-12 W6M, à environ 11 km à l'est de Bay Tree (Alberta), à la région de Groundbirch située dans la SO 2-3-79-19 W6M du nord-est de la C.-B., à environ 37 km au nord-ouest de Dawson Creek (C.-B.). NGTL a précisé que le pipeline a une longueur totale de 77 km environ, dont 18,5 km en Alberta et 58,5 km en C.-B.

NGTL a indiqué qu'environ 7,5 km du tracé proposé est contigu à une emprise existante de pipeline, de chemin de fer et de route publique toutes saisons. Une nouvelle emprise d'environ 69,5 km, qui n'est ni parallèle ni contiguë à l'emprise existante, sera nécessaire pour la réalisation du projet. Environ 16,5 km de l'emprise non contiguë est située en Alberta et 53 km en C.-B. Environ 68,2 km du tracé général proposé du projet se trouvent sur des terres privées, le reste – 8,8 km – sur des terres publiques provinciales en Alberta et en C.-B.

NGTL a établi l'axe du tracé général visé par la demande, ainsi qu'une zone de 50 m de largeur soumise à une évaluation environnementale de part et d'autre de l'axe du tracé général proposé.

7.1.2 Choix du tracé général

Opinion de NGTL

NGTL a dit avoir entrepris un processus exhaustif de détermination, d'analyse et d'évaluation du tracé du projet. Des corridors candidats ont été cernés et évalués à l'aide de photographies aériennes, d'images satellites et d'opérations de reconnaissance aérienne et terrestre afin d'analyser le terrain, les conditions géotechniques, les biens-fonds et les données concernant l'usage.

NGTL a cerné pour le projet quatre corridors candidats qui partagent un corridor central commun sur environ 25,5 km du pipeline. En août et septembre 2008 et de nouveau en mars 2009, l'équipe de projet pluridisciplinaire de NGTL a examiné les options préliminaires du tracé général se situant dans les corridors candidats. Les commentaires des propriétaires fonciers, du public, des groupes autochtones et des organismes de réglementation à propos des options de tracé ont été pris en compte pour le choix d'un tracé privilégié.

NGTL a expliqué que les tracés éventuels étaient limités par deux points de contrôle primaires et quatre points de contrôle secondaires. Les deux points de contrôle primaires sont des points d'extrémité fixes, alors que les quatre points de contrôle secondaires sont des lieux de franchissement de cours d'eau réalisables pour les rivières Pouce Coupe et Kiskatinaw et pour les ruisseaux Sergeant et Fox.

NGTL a indiqué que le tracé général privilégié du pipeline a été retenu parce qu'il répondait le mieux aux critères de sélection, à savoir :

- prise en compte des commentaires des parties prenantes le long du tracé;
- moindres effets possibles sur l'environnement aux franchissements des rivières et des ruisseaux;
- réduction au minimum du tracé dans les secteurs boisés et le moins de perturbation possible de la végétation importante pour la faune;
- évitement des terrains en pente et des talus dans la mesure du possible;
- évitement des zones plus densément peuplées dans la mesure du possible;
- réduction au minimum de la superficie au sol du projet;
- réduction au minimum de la longueur du pipeline;
- réduction au minimum des nouveaux accès en suivant l'emprise existante dans la mesure du possible.

NGTL a recensé tous les propriétaires fonciers directement touchés par le tracé proposé et il a créé une zone de consultation de 400 m – 200 m de part et d'autre de l'axe du pipeline proposé. Des agents des terres de NGTL ont communiqué avec les propriétaires fonciers afin de les informer du projet, d'obtenir leur permission d'effectuer des relevés et des études sur le terrain et de répondre à leurs questions.

En réponse aux tracés de rechange proposés par la PND et la PNHL, NGTL a indiqué que le tracé général proposé concilie le mieux les intérêts de toutes les parties prenantes et a été conçu de façon à éviter, comme principale mesure d'atténuation, les zones et les habitats fragiles. NGTL a dit avoir discuté du tracé avec les Premières Nations et élaboré des mesures d'atténuation pour tenir compte des préoccupations au sujet des usages des terres à des fins traditionnelles.

NGTL a affirmé que son premier tracé aurait eu des répercussions sur les terres publiques en Alberta sur une distance de 15 km et que, suite aux réactions des parties prenantes et en particulier aux préoccupations exprimées par la PND à propos des effets éventuels du projet sur

les terres publiques, elle avait dessiné un nouveau tracé qui ramène cette distance à environ 7,5 km.

NGTL a fait remarquer que le point de raccordement du pipeline proposé avec le latéral Gordondale avait été dicté par l'absence d'autre infrastructure pipelinière de semblables dimensions dans la région et par des considérations de conception hydraulique. Ayant sélectionné l'emplacement du raccordement proposé, NGTL a souligné que le tracé traversant les terres publiques environnantes était inévitable. Son tracé proposé, qui va de la BK 0,0 à la BK 4,3 longe des perturbations linéaires existantes sur le premier 1,7 km et, selon NGTL, il représente le tracé le plus court pouvant traverser ce secteur des terres publiques. La seconde zone de préoccupation pour la PND dans le secteur de Saddle Hills, située entre la BK 12,3 et la BK 15,2, a fait l'objet d'un tracé qui traverse les terres publiques à la demande d'un propriétaire foncier qui avait des préoccupations à l'égard des lotissements et d'autres activités dans le secteur.

En réponse à la recommandation de la PND concernant un tracé de recharge le long de la route 49, NGTL a soutenu qu'en raison des infrastructures en surface existantes le long de la route 49, comme des résidences, des hameaux et des installations, il y aurait un plus grand nombre de propriétaires fonciers touchés et le tracé aurait de deux à trois kilomètres de plus, sans compter les coûts supplémentaires que cela suppose. NGTL a également pris note des inquiétudes des propriétaires fonciers à l'égard de tels tracés ainsi qu'à l'égard des points de franchissement de cours d'eau moins propices. C'est pour ces raisons que NGTL a jugé que longer la route 49 n'était pas une solution réalisable.

En réponse aux propositions de la PND et de la PNHL concernant le tracé de Bay Tree, NGTL a dit qu'elle en avait antérieurement évalué la faisabilité et qu'elle avait déterminé qu'il n'était pas réalisable car il ajouterait de huit à dix kilomètres à la longueur du projet, ce qui en accroîtrait la superficie au sol et toucherait plus de terres et plus de propriétaires fonciers. NGTL a également dit que c'est à l'audience qu'elle a entendu parler la première fois de la suggestion de l'approche « sans perte nette » de la PND.

Opinions des parties intéressées

La PND et la PNHL ont exprimé leurs préoccupations à l'égard de certaines parties du tracé général proposé par NGTL pour le projet, dont celles qui traversent des terres publiques provinciales, en particulier le secteur de Saddle Hills qui longe principalement la portion albertaine du tracé proposé mais qui se prolonge également dans le nord-est de la C.-B. Le chapitre 6 des présents Motifs fait état des préoccupations de la PND et de la PNHL à l'égard des effets du tracé proposé sur leur usage des terres publiques à des fins traditionnelles.

Opinion de la PND

La PND s'est opposée au tracé proposé qui traverse le secteur de Saddle Hills parce qu'il aurait des effets négatifs sur l'usage courant et futur des terres publiques à des fins traditionnelles et qu'il pourrait être le prélude à d'autres projets. La PND a également indiqué que NGTL ne l'avait pas suffisamment consultée au départ, à l'étape de la planification, sur les options du tracé. Elle a dit que cela l'a empêchée de présenter des options de tracé le long de la route 49 en

Alberta, qui auraient eu pour effet de situer le tracé loin des zones d'importance pour la PND. Le chapitre 6 des présents Motifs explique en détail le programme de consultation des Autochtones de NGTL.

Pour résoudre ses préoccupations, la PND a proposé deux tracés de rechange : le premier consistant à déplacer une partie du tracé en Alberta en la faisant longer la route 49 (le tracé de la route 49); le second consistant à déplacer la partie albertaine du tracé en la faisant longer l'emprise existante au nord de Bay Tree (Alberta) (le tracé de Bay Tree), lequel, d'après la PND, est situé à 3 km au nord de la route 49 en Alberta.

La PND a demandé que, dans l'éventualité où le déplacement du tracé ne pourrait se réaliser, NGTL soit tenue d'adopter une approche « sans perte nette » dans sa planification des mesures d'atténuation. Cela supposerait la remise en état de superficies équivalentes d'autres corridors ou secteurs abandonnés à proximité des ruisseaux Cutbank et Sergeant, afin que l'habitat soit convenable.

Opinion de la PNHL

La PNHL s'est dite préoccupée par les effets éventuels du projet sur l'usage courant des terres publiques à des fins traditionnelles dans la zone du projet, notamment sur les activités de chasse et la récolte de plantes médicinales dans le secteur de Saddle Hills. La PNHL a suggéré que le tracé soit déplacé au nord jusqu'au tracé de Bay Tree, sur des terres déjà perturbées.

Opinion de l'Office

L'Office juge que NGTL a présenté une démarche raisonnée du choix et de l'utilisation des critères ayant servi à l'évaluation des options de tracé pour le projet. L'Office constate les modifications proposées par NGTL pour son tracé général privilégié, en réaction aux questions soulevées par les propriétaires fonciers, les groupes autochtones et d'autres parties prenantes susceptibles d'être touchées. Compte tenu de la nature et du cadre du projet, l'Office considère approprié le processus de sélection du tracé général mis en place par NGTL, notamment par la participation des parties prenantes au processus de décision et l'évaluation comparative des diverses solutions de rechange.

L'Office a évalué la preuve concernant les tracés de rechange de la route 49 et de Bay Tree proposés par la PND et la PNHL pour réduire davantage les effets du projet sur les terres publiques et sur les activités liées à l'UTFT. L'Office constate que le déplacement du tracé général proposé de NGTL permet d'éviter les terres publiques dans le secteur d'intérêt pour la PND et la PNHL, à l'exception de deux parties situées entre la BK 0,0 et la BK 4,3, et entre la BK 12,3 et la BK 15,2 du tracé pipelinier proposé. Dans les deux cas, le tracé proposé longe des perturbations linéaires existantes.

Le processus d'évaluation du tracé de NGTL comprenait deux points de contrôle primaires, dont un raccordement avec le réseau de l'Alberta existant. L'Office considère raisonnable l'emplacement proposé par NGTL pour le raccordement du projet avec le réseau de l'Alberta existant sur le latéral Gordondale, juste en aval de l'actuelle station de comptage Gordondale, en raison de contraintes physiques et hydrauliques. L'Office constate également que le raccordement proposé se trouve dans un secteur où il existe un aménagement lié à la station de comptage Gordondale.

En ce qui concerne le tracé général de rechange proposé Bay Tree, l'Office accepte la preuve de NGTL selon qui ce tracé de rechange allongerait le projet de huit à dix kilomètres, soit plus de 10 % de la longueur totale du pipeline. Une telle augmentation aurait des répercussions correspondantes sur les coûts et sur la superficie au sol du pipeline. Le tracé de rechange proposé de la route 49 augmenterait aussi la longueur globale du pipeline. Qui plus est, comme l'Office a estimé approprié l'emplacement du point de raccordement avec le réseau de l'Alberta existant, ni l'un ni l'autre des tracés de rechange proposés n'éviteraient le secteur des terres publiques situé entre la BK 0,0 et la BK 4,3. Selon l'Office, même si on ne lui avait soumis pour examen aucun autre tracé général de rechange, des raffinements de tracé détaillé moins importants pourraient atténuer davantage, voire éviter, les répercussions sur l'usage à des fins traditionnelles des terres publiques entre la BK 12,3 et la BK 15,2.

Il n'y a pas suffisamment de preuve au dossier pour permettre à l'Office d'évaluer si le tracé général proposé est le tracé détaillé le plus approprié pour le projet. Cependant, il ne sied pas à l'Office non plus, au stade de certification d'un projet, d'examiner et évaluer le tracé détaillé le meilleur possible pour le projet. Le choix du meilleur tracé détaillé possible ne peut être fait par l'Office que pendant le processus d'approbation du tracé détaillé, balisé par les articles 33 à 39 inclusivement de la Loi sur l'ONÉ.

Il est possible que le déplacement du tracé détaillé permette de réduire davantage les incidences éventuelles sur les terres publiques. L'Office souhaite en particulier que NGTL examine, en consultation avec la PND et la PNHL, le déplacement éventuel du tracé détaillé afin de réduire davantage les effets négatifs du projet sur l'usage des terres publiques à des fins traditionnelles par la PND et la PNHL, notamment entre la BK 12,3 et la BK 15,2 pour éviter les terres publiques.

Dans l'éventualité où un certificat serait délivré pour le projet, NGTL sera tenu de préparer les plan, profil et livre de renvoi (PPLR) qui décrivent le tracé détaillé du projet proposé. L'Office imposerait une condition enjoignant à NGTL de déposer, avec ses PPLR, un rapport actualisé de ses consultations avec la PND et la PNHL en ce qui concerne les possibilités que le tracé détaillé réduise davantage les effets du projet sur l'usage des

terres publiques à des fins traditionnelles par la PND et la PNHL (condition 7 de l'annexe II). Nonobstant le pouvoir discrétionnaire qui est conféré à l'Office pour l'approbation du tracé détaillé, l'Office évaluera la pertinence du tracé détaillé que proposera NGTL.

L'Office n'est pas persuadé que l'une ou l'autre des deux solutions de rechange proposées au tracé général soit préférable au tracé général décrit par NGTL. En conséquence, l'Office ne rejettera pas le tracé général décrit par NGTL en faveur des tracés de rechange proposés par la PND.

L'Office prend acte de la proposition de la PND voulant que, si le tracé ne pouvait pas réduire davantage les effets du projet sur l'usage des terres publiques à des fins traditionnelles, NGTL soit tenue d'adopter une approche « sans perte nette » dans sa planification des mesures d'atténuation, par laquelle des portions équivalentes d'autres corridors abandonnés dans des secteurs proches des ruisseaux Cutbank et Sergeant seraient remises dans leur état d'origine pour être de nouveau productives. L'Office ne dispose pas de suffisamment de données à l'heure actuelle pour évaluer, en termes pratiques, la faisabilité d'une telle approche dans ce cas. Cependant, il est d'avis qu'il pourrait s'agir d'une approche novatrice que NGTL pourrait mettre à profit dans le cadre de consultations ultérieures avec la PND.

La faisabilité d'une atténuation accrue des effets du projet sur l'usage à des fins traditionnelles par des mesures supplémentaires de remise en état des habitats pourrait être utile à l'Office pour l'évaluation ultérieure du tracé détaillé proposé du projet. Ainsi, si un certificat était délivré, l'Office imposerait une condition à NGTL qui obligerait celle-ci à déposer auprès de l'Office, et à en signifier une copie à la PND, au plus tard le jour du dépôt de ses PPLR pour le projet, son opinion concernant la viabilité des mesures supplémentaires d'atténuation des habitats pour atténuer davantage les effets du projet sur l'usage des terres publiques à des fins traditionnelles, des renseignements préliminaires concernant l'existence de terrains candidats, le cas échéant, et un résumé des consultations avec la PND sur ces questions.

7.2 Besoins en terrains

Opinion de NGTL

NGTL a dit que pour pouvoir construire, entretenir et exploiter le pipeline, elle aurait besoin d'une nouvelle emprise permanente et d'une aire de travail temporaire (ATT). Elle a précisé que sur les terrains privés où le projet serait implanté, une emprise permanente de 20 m de largeur et une bande adjacente pouvant atteindre 19 m de largeur seraient nécessaires pour servir d'ATT. Sur les terres publiques provinciales, elle aurait besoin d'une emprise permanente de 29 m. NGTL a précisé qu'à certains endroits l'ATT requise pourrait être plus large pour des besoins

propres aux sites. NGTL a précisé que le projet viserait 74 parcelles de terrain assorties de titres appartenant à des propriétaires privés.

NGTL a fait valoir qu'une ATT sur un terrain privé sera nécessaire uniquement à l'étape de la construction du projet et qu'elle n'en aura pas besoin à l'étape de l'exploitation. L'étendue et l'emplacement des autres ATT qui pourraient se révéler nécessaires seront déterminés sur le terrain avant la construction en prenant garde comme il se doit aux répercussions sur l'environnement. NGTL a dit que des installations temporaires – aires d'assemblage, lieux d'empilage, réservoirs de stockage de combustible, aires de confinement des déchets, bureaux de chantier, notamment – seraient nécessaires durant la construction, et que ces aires seraient choisies en fonction de critères propres à produire le moins d'effets possible.

NGTL a dit qu'il faudrait environ 0,40 hectare pour chacune des trois stations de comptage proposées (Groundbirch, Tremblay et Tremblay n° 2). La station de comptage Groundbirch comprendrait des terrains pour l'éventuelle installation d'un sas de départ des racleurs pour l'inspection en canalisation. Le sas d'arrivée serait confiné à l'intérieur d'un emplacement de vanne. Les terrains requis pour les cinq vannes proposées seraient confinés à l'intérieur des limites de la servitude permanente du pipeline.

NGTL a indiqué qu'il faudrait des terrains pour aménager des voies d'accès permanentes aux installations, comme les stations de comptage, en surface, et les vannes. Elle a dit s'être déjà assuré un accès permanent aux emplacements des stations de comptage proposées grâce à des baux conclus avec des propriétaires. L'accès permanent à la station de comptage au point de réception Groundbirch a environ 33 m de longueur sur 6 m de largeur, alors que l'accès partagé des stations de comptage Tremblay est d'environ 70 m de longueur sur 6 m de largeur. Là où c'est possible, l'emprise et les chemins publics existants serviraient de voies d'accès et les voies d'accès nouvelles, temporaires ou permanentes, seraient réduites au minimum. NGTL a indiqué avoir relevé les emplacements préférés pour d'autres accès temporaires et permanents et qu'elle avait commencé à communiquer avec les propriétaires fonciers pour en discuter. Dans l'éventualité où les négociations avec les propriétaires fonciers n'aboutiraient pas en ce qui concerne l'acquisition des droits fonciers pour les voies d'accès permanentes et temporaires et les ATT préférées, NGTL a confirmé qu'elle s'adresserait à l'Office pour obtenir des ordonnances de droit d'accès.

NGTL a indiqué qu'un accès temporaire sera nécessaire à quatre franchissements et croisements principaux : aux rivières Pouce Coupe et Kiskatinaw, à la route 49 en Alberta et à la route 97 en C.-B., où sera employée la technique du FDH. Pour ces emplacements, NGTL a dit qu'elle consultera les propriétaires fonciers visés afin d'établir et obtenir un accès convenable.

7.3 Acquisition de terrains

Opinion de NGTL

Environ 58,6 % du tracé en Alberta passe par des terres privées et 41,4 % par des terres publiques provinciales. En C.-B., environ 98 % du tracé traverse des terres privées et 2 % des terres publiques provinciales.

En C.-B., les sociétés qui ont besoin de terres publiques provinciales pour construire et exploiter leurs pipelines doivent s'adresser au bureau de la gestion intégrée des terres de la province pour obtenir des telles terres de façon permanente ou temporaire. Pour les terres publiques provinciales de l'Alberta, les demandeurs doivent s'adresser au ministère du Développement durable des ressources de l'Alberta. NGTL a indiqué qu'elle fera une demande à chaque province pour obtenir la cession des droits des terres publiques pour le projet.

NGTL a dit que sur les terres privées, le pipeline et les installations auxiliaires proposés nécessiteraient normalement la négociation et l'acquisition de servitudes pour l'emprise du pipeline. Elle a indiqué qu'elle aurait besoin d'accords de servitude supplémentaires pour chacun des emplacements de vannes, lesquelles se trouveraient à l'intérieur de l'emprise du pipeline. Des baux seraient en outre nécessaires pour les emplacements de stations de comptage et les voies d'accès permanentes. Des droits temporaires seraient requis pour les ATT, les voies d'accès temporaires, les aires d'assemblage et les aires de stockage pendant la construction.

Dans le cadre de sa stratégie d'acquisition des terrains pour le projet, NGTL a dit qu'elle avait :

- eu des consultations spécifiques avec les propriétaires fonciers qui seraient selon elle directement touchés par le tracé détaillé préliminaire du pipeline – et préparé à leur intention des rapports préalables à la construction – afin d'en apprendre davantage sur les caractéristiques de leurs propriétés et sur l'usage que chaque propriétaire en fait, dans le but de trouver d'éventuelles compatibilités dans l'emplacement du tracé détaillé;
- incorporé les demandes spéciales des propriétaires fonciers dans une nomenclature des parcelles pour la construction;
- commencé à signifier les avis prévus à l'article 87 et amorcé les négociations sur l'acquisition des terrains avec les propriétaires fonciers directement touchés par le tracé général proposé.

NGTL a indiqué qu'elle avait entrepris ces démarches dans le cadre de son processus de consultation des propriétaires fonciers amorcé en août 2008. Le chapitre 5 des présents Motifs explique en détail le programme de consultation du public de NGTL.

NGTL a précisé que les ententes d'acquisition de terrains pour les servitudes du pipeline seraient négociées avec les propriétaires fonciers, et qu'en cas d'échec des négociations, elle s'adresserait à l'Office pour obtenir une ordonnance de droit d'accès. Elle a dit que 74 accords de servitude avec des propriétaires fonciers privés étaient nécessaires pour l'emprise du projet, et qu'en date de l'audience orale, 38 de ces accords avaient été signés.

NGTL a évoqué l'accord de collaboration offert à tous les propriétaires fonciers de qui elle souhaitait obtenir une servitude permanente pour le projet. Elle a indiqué que cet accord visait à mieux définir ses relations avec les propriétaires fonciers durant le processus de réglementation, le processus de construction et les étapes d'exploitation et d'entretien des installations. Pour obtenir et passer en revue l'accord de collaboration, les propriétaires fonciers devaient d'abord signer une entente de confidentialité par laquelle ils s'engageaient à ne pas en divulguer la teneur. En date de l'audience orale, NGTL a confirmé que quelque 48 ententes de confidentialité avaient été signées par les propriétaires fonciers.

NGTL a souligné que, sans égard à l'entente de confidentialité, les propriétaires fonciers pouvaient lui demander la permission de discuter de l'accord de collaboration avec d'autres parties. Elle a ajouté qu'elle serait disposée à envisager des moyens de permettre aux membres de la SPLA de discuter entre eux de l'accord. NGTL a par ailleurs déposé des échantillons des formulaires d'avis d'acquisition de terrains proposée, ainsi que des échantillons de ces accords. NGTL a également dit que si des propriétaires fonciers lui en faisaient la demande, elle leur fournirait une copie du rapport d'évaluation détaillé justifiant son état détaillé quant à la valeur des terrains requis pour la servitude.

NGTL a dit qu'elle serait disposée à déposer l'accord de collaboration auprès de l'Office, à condition de pouvoir le faire sous le sceau de la confidentialité aux termes de l'article 16.1 de la Loi sur l'ONÉ. Comme il n'y a pas eu d'objection au dépôt de l'accord de façon confidentielle, l'Office a jugé qu'il était disposé à recevoir l'accord sous le sceau de la confidentialité en vertu de l'article 16.1 de la Loi sur l'ONÉ; forte de cette assurance, NGTL a déposé auprès de l'Office une copie *pro forma* de l'accord de collaboration.

NGTL a souligné que les principes de l'accord de collaboration sont systématiquement appliqués à tous les propriétaires fonciers qui l'ont signé et elle a insisté pour dire que l'accord de collaboration et les droits d'accès aux terrains étaient deux choses distinctes. Le propriétaire foncier qui refuse de signer l'accord de collaboration serait quand même pleinement dédommagé pour la servitude en vertu de l'accord de servitude.

En réponse aux préoccupations formulées par la SPLA concernant la conduite de ses agents des terres, NGTL a indiqué qu'elle avait retenu les services d'une agence spécialisée réputée et qu'une bonne partie du programme de formation des agents des terres portait sur les attentes de NGTL, conformes à son code de bonne conduite.

Opinion de la SPLA

En ce qui concerne l'acquisition de terrains, la SPLA a déploré l'absence de transparence des dispositions de l'accord de collaboration, ainsi que la conduite des agents des terres de NGTL.

Opinion de l'Office

L'Office juge que les besoins prévus de NGTL en terrains permanents et temporaires sont raisonnables et justifiés.

L'Office constate que NGTL a élaboré l'accord de collaboration dans le but de définir et d'améliorer ses relations à long terme avec les propriétaires fonciers. L'Office constate également que la SPLA avait des craintes à propos de l'entente de confidentialité, qui limitait la capacité des propriétaires fonciers et de la SPLA de recevoir l'accord de collaboration et d'en discuter la teneur. L'Office constate la volonté de NGTL à essayer de trouver des moyens pour faciliter les discussions sur la teneur de l'accord de collaboration parmi les membres de la SPLA intéressés.

L'Office prend acte des préoccupations exprimées par la SPLA concernant la conduite des agents des terres. L'Office encourage NGTL à continuer

d'exercer une surveillance appropriée et à assurer la formation de ses agents des terres pour sans cesse améliorer leur rendement. L'Office considère les agents des terres comme les représentants de première ligne de la société et qu'il revient à celle-ci de s'assurer qu'ils négocient avec les propriétaires fonciers d'une manière professionnelle et respectueuse.

L'Office constate l'engagement pris par NGTL de consulter les propriétaires fonciers touchés et d'enregistrer les questions soulevées, d'en assurer le suivi et de s'en occuper avant la construction du pipeline comme après. L'Office imposera une condition obligeant NGTL à créer et mettre à jour des registres pour consigner dans un ordre chronologique les plaintes ou les préoccupations des propriétaires fonciers concernant le projet, ainsi que les moyens pris pour les résoudre (condition 8 de l'annexe II).

Chapitre 8

Questions environnementales et socioéconomiques

L'Office étudie les questions environnementales et socioéconomiques sous l'angle de la LCÉE et de la Loi sur l'ONÉ. L'Office s'attend à ce que les demandeurs cernent et examinent les effets qu'un projet pourrait causer sur les éléments biophysiques et socioéconomiques, les mesures d'atténuation à mettre en œuvre pour réduire ces effets et l'importance des effets résiduels une fois que les mesures d'atténuation ont été appliquées.

Le présent chapitre donne une description du processus d'ÉE employé par l'ONÉ pour le projet. Il se penche également sur les questions socioéconomiques qui ne font pas l'objet d'une évaluation dans le REEP conformément à la LCÉE.

8.1 Processus d'évaluation environnementale préalable

Le projet nécessite un certificat en vertu de l'article 52 de la Loi sur l'ONÉ, et par le fait même il a déclenché l'application de l'ÉE en vertu de la LCÉE. Puisque le projet ne nécessitera pas plus de 75 km de nouvelle emprise et comme le stipule le *Règlement sur la liste d'étude approfondie* de la LCÉE, un examen préalable était le niveau d'ÉE requis en application de la LCÉE.

Conformément au *Règlement sur la coordination par les autorités fédérales des procédures et des exigences en matière d'évaluation environnementale* de la LCÉE, l'Office a coordonné la participation des autorités responsables et des autorités fédérales au processus de la LCÉE.

À la suite de la partie orale de l'audience, l'Office a publié une ébauche de REEP pour que le public puisse en prendre connaissance et la commenter. L'Office a reçu des commentaires de MPO, de Transports Canada (TC), d'Environnement Canada (EC), de la PND et de la PNS. Le demandeur a déposé ses commentaires les 3 et 5 février 2010.

Le REEP définitif expose les commentaires des parties, l'évaluation par l'Office des effets biophysiques et socioéconomiques du projet, les mesures d'atténuation établies en fonction de la description du projet, les éléments à prendre en compte et la portée de ces éléments. Le REEP comprend également des recommandations relatives aux conditions associées à l'approbation réglementaire de l'Office, le cas échéant.

8.2 Évaluation des effets cumulatifs

Opinion de NGTL

NGTL a dit avoir fait l'évaluation des effets cumulatifs sur la base des exigences de la LCÉE, des documents d'orientation fournis par l'Agence canadienne d'évaluation environnementale et du *Guide de dépôt* de l'ONÉ. NGTL a précisé avoir fait une évaluation des effets cumulatifs propres au projet, en tenant compte des projets et activités passés, actuels et escomptés dans un

futur proche. Elle a eu recours à des outils de modélisation, mais pas à ceux nommément désignés par la PND.

Opinion de la PND

La PND a demandé que l'Office convoque et accueille une rencontre réunissant les gouvernements de l'Alberta, de la C.-B. et du Canada, les groupes autochtones et les promoteurs du projet pour faire des présentations sur la question des effets cumulatifs et pour discuter du rôle des Premières Nations dans les examens de projets par l'Office. La PND a également suggéré que l'Office se renseigne sur la manière dont ces gouvernements se proposent de répondre au besoin d'évaluer et de gérer les effets cumulatifs, de discuter de l'évaluation des effets cumulatifs à l'échelle régionale et au niveau du paysage, et d'examiner de quelle façon l'information obtenue peut faciliter l'étude par l'Office des futurs projets.

Dans le cas qui nous occupe, la PND a demandé que l'Office enjoigne à NGTL d'entreprendre, à titre expérimental, une évaluation plus large des effets cumulatifs, qui tiendrait compte des effets en amont et en aval à l'aide de modèles différents.

Opinion de l'Office

En ce qui concerne sa décision réglementaire en vertu de la Loi sur l'ONÉ, l'Office a examiné le REEP établi en vertu de la LCÉE ainsi que les recommandations qu'il renferme.

L'Office a déterminé dans le REEP que pourvu que soient mis en œuvre les méthodes de protection de l'environnement et mesures d'atténuation proposées par NGTL ainsi que les recommandations de l'Office, le projet proposé n'est pas susceptible d'entraîner des effets négatifs importants sur l'environnement. Si le projet était approuvé, l'Office ferait des recommandations du REEP des conditions de son approbation.

L'Office prend acte de la demande de la PND pour que des présentations soient faites sur la question de l'évaluation et de la gestion des effets cumulatifs par les gouvernements fédéral et provinciaux, discute du rôle des Premières Nations dans l'examen des projets et se demande comment l'information obtenue peut être utilisée pour lui faciliter l'examen des projets dans l'avenir. Pour des échanges encore plus fructueux, la PND a suggéré que l'Office convoque et accueille une rencontre avec les représentants des gouvernements de l'Alberta, de la C.-B. et du Canada, les représentants des Premières Nations et les promoteurs du projet.

L'Office signale qu'à titre de tribunal quasi judiciaire, il a l'obligation d'équité en matière de procédure à l'égard de toutes les parties qui participent à l'examen des demandes de projet qui lui sont présentées. L'ordonnance d'audience GH-1-2009 de l'Office a établi le processus de réception de la preuve et des présentations liées à son examen de la demande de NGTL relative au projet, conformément à la LCÉE et à la

Loi sur l'ONÉ. Or l'Office a reçu cette demande de la PND pendant la partie orale de l'instance GH-1-2009, soit juste avant la fermeture du dossier de l'instance. La PND n'a présenté aucune information laissant croire qu'elle avait demandé à l'un des gouvernements, personnes ou groupes mentionnés de manifester leur intérêt à participer à la rencontre demandée. La PND n'a pas non plus indiqué comment l'information qui aurait ainsi été obtenue pourrait faciliter à l'Office l'examen de la demande relative au projet. En conséquence, il serait injuste pour NGTL que l'Office retarde l'étude de sa demande afin de chercher à organiser et à accueillir les réunions demandées des gouvernements, Premières Nations et promoteurs, puis à intégrer l'information connexe dans le dossier de l'instance de telle manière à se conformer à la procédure établie.

Concernant la requête de la PND voulant que l'Office lui demande d'entreprendre, à titre expérimental, une évaluation plus large des effets cumulatifs pour le projet, l'Office est d'avis que l'évaluation des effets cumulatifs présentée par NGTL est suffisante pour pouvoir rendre sa décision à l'égard du projet en vertu de la LCÉE, et qu'elle respecte la portée et le cadre du projet. Toutefois, l'Office prend acte de l'évolution de la sensibilisation aux enjeux et de l'à-propos de la demande d'information concernant l'évaluation et la gestion des effets cumulatifs, et il estime important que les sociétés réglementées par lui soient sensibles à ces manifestations d'intérêt. L'Office considère qu'il serait souhaitable de sans cesse améliorer les évaluations des effets cumulatifs qui appuient les demandes de projet. Une façon de les améliorer serait peut-être que les demandes fassent explicitement référence aux diverses méthodes d'évaluation et programmes de modélisation des effets cumulatifs, en justifiant le choix de l'un par rapport à l'autre. L'Office encouragerait également les demandeurs à consulter tôt les parties éventuellement intéressées concernant l'évaluation des effets cumulatifs.

Pour obtenir plus de détails sur l'évaluation des effets sur l'environnement et des effets socioéconomiques en vertu de la LCÉE, le lecteur est prié de se reporter au REEP, dont il trouvera copie à l'annexe V du présent rapport, à la bibliothèque de l'ONÉ ou directement en ligne dans les documents de réglementation à l'adresse www.neb-one.gc.ca.

8.3 Questions socioéconomiques examinées en vertu de la Loi sur l'ONÉ

L'Office s'attend à ce que les sociétés répertorient et prennent en compte les incidences éventuelles d'un projet sur les conditions socioéconomiques, y compris l'atténuation des effets négatifs et l'amélioration des avantages du projet.

Les effets socioéconomiques éventuels visés par la LCÉE sont inclus dans le REEP. La LCÉE s'intéresse aux effets socioéconomiques indirects résultant d'une variation de l'environnement causée par le projet. Les effets socioéconomiques directs causés par l'existence même du projet

sont évalués en vertu de la Loi sur l'ONÉ; il en sera question ci-dessous. Les autres effets économiques sont abordés au chapitre 2.

Emploi et économie

NGTL a soutenu que le projet devrait avoir un effet bénéfique sur l'emploi et l'économie. Elle a indiqué que les personnes vivant dans le secteur du projet avaient exprimé le souhait de pouvoir en profiter du projet par le biais de contrats pour les entreprises et d'occasions d'emploi. Elle a précisé que des contrats de construction seront proposés aux entreprises locales autant que possible, dans la mesure où elles ont les titres de compétence voulus et qu'elles sont concurrentielles, afin d'encourager et promouvoir l'entreprise locale, et que la construction du projet devrait également produire des occasions d'affaires et d'emploi indirectes. NGTL a fait valoir que, dans l'ensemble, le projet aurait des effets positifs sur le produit intérieur brut et sur les recettes fiscales.

Services

NGTL a indiqué qu'il faudra embaucher au total entre 400 et 500 travailleurs pour construire le pipeline, et environ 15 travailleurs pour construire chacune des stations de comptage. Elle a précisé que les besoins en personnel et en services devraient culminer au cours de l'été et de l'automne 2010. Les hôtels, motels et campings locaux notamment serviront à héberger les travailleurs de la construction.

À la suite des préoccupations exprimées au sujet de l'hébergement des travailleurs de la construction, NGTL a communiqué avec la ville de Dawson Creek pour discuter de la question. La société s'est engagée à déposer auprès de l'Office un plan d'hébergement et de le mettre à la disposition des localités où seraient logés les travailleurs. NGTL s'est en outre engagée à fournir aux municipalités touchées un plan d'hébergement de la main-d'œuvre pour qu'elles puissent se préparer en prévision du projet.

Infrastructure

NGTL a dit que la circulation sur les routes locales, municipales et nationales empruntées pour accéder au projet proposé est susceptible d'augmenter durant la construction. Elle a ajouté que les courants de circulation routière et les déplacements sont également susceptibles de changer.

NGTL a indiqué que certaines préoccupations à l'égard de la hausse de la circulation routière avaient été d'abord exprimées par les municipalités touchées par le projet, dont celle de Pouce Coupe. Pour contrer ces préoccupations et pour atténuer les effets éventuels du projet sur la circulation routière et les chaussées, NGTL a assuré que des mesures appropriées de gestion de la circulation seront mises en place. Elle s'est également engagée à fournir aux instances locales un calendrier de construction et à travailler de concert avec elles pour déterminer s'il y a lieu de mettre en œuvre des mesures d'atténuation complémentaires. Concernant la municipalité de Pouce Coupe, NGTL s'est engagée à mener d'autres consultations avant et pendant la construction.

Opinion de l'Office

L'Office est convaincu que NGTL a cerné et pris en considération tous les aspects socioéconomiques du projet et a proposé des mesures d'atténuation adéquates.

L'Office constate les effets économiques positifs évoqués pour le projet et il appuie l'intention manifestée par NGTL de fournir, dans la mesure du possible, des possibilités d'emploi local et de participation économique au projet, y compris pour les entreprises et les entrepreneurs locaux.

L'Office prend note des plans qu'a soumis NGTL concernant les effets socioéconomiques du projet et de son engagement à continuer de consulter les localités touchées. L'Office constate en particulier l'engagement de NGTL de fournir un plan d'hébergement de la main-d'œuvre et de continuer sa consultation des localités touchées en ce qui concerne la gestion de la circulation routière.

À la lumière des mesures énoncées dans la demande de NGTL, des documents déposés ultérieurement et du plan d'hébergement de la main-d'œuvre susmentionné, l'Office estime que les effets du projet sur l'infrastructure et les services seraient suffisamment atténués. Il est également d'avis que le projet proposé procurerait des avantages aux économies locale, régionale et provinciale et que les effets socioéconomiques négatifs du projet, le cas échéant, seraient adéquatement pris en compte.

Chapitre 9

Principes et méthode de conception des droits

Opinion de NGTL

NGTL a dit qu'elle ne cherchait pas à obtenir de l'Office, dans l'instance GH-1-2009, une décision sur la méthode de conception des droits applicable aux installations visées par la demande, mais qu'elle solliciterait une telle autorisation dans une demande distincte en vertu de la Partie IV. La société a néanmoins indiqué qu'elle se propose de fournir le service sur le pipeline proposé selon les modalités prévues dans le tarif du réseau de l'Alberta et d'établir une tarification intégrée en conformité avec la méthode de conception des droits du réseau de l'Alberta en vigueur.

NGTL a dit que la signature de l'EPD est l'expression de l'engagement des cinq expéditeurs souscripteurs à l'égard du projet et elle a confirmé qu'elle entendait aller de l'avant avec la construction, peu importe qu'elle ait ou non reçu l'autorisation des droits et du tarif qui y sont associés.

Opinion de l'Office

L'Office constate que NGTL n'a pas cherché à obtenir l'autorisation d'une méthode de conception des droits qui s'appliquerait aux installations visées par la demande. C'est pourquoi l'Office ne rend pas de décision à cet égard et il souligne que l'approbation du projet ne devrait pas être interprétée comme étant l'approbation de la méthode intégrée proposée.

L'Office rappelle à NGTL que les dispositions sur les droits et le tarif applicables au projet doivent être approuvées par l'Office avant que le projet ne soit mis en service.

Chapitre 10

Conclusion sur l'intérêt public et l'utilité publique

Pour pouvoir rendre sa décision en vertu de l'article 52, partie III, de la Loi sur l'ONÉ concernant la demande présentée par NGTL en vue d'obtenir un certificat l'autorisant à construire et exploiter le pipeline, l'Office a examiné attentivement la preuve et les documents et témoignages présentés par tous les participants à l'instance GH-1-2009. Les conclusions de l'Office sur les diverses questions qui tombent sous le régime de l'article 52 sont énoncées dans les chapitres précédents.


À la lumière de la preuve produite, l'Office estime que le pipeline et ses installations connexes sont d'utilité publique, tant pour le présent que pour le futur, et il considère par conséquent que l'approbation du projet est dans l'intérêt public.

Chapitre 11

Dispositif

Les chapitres qui précèdent constituent nos motifs de décision relativement à la demande entendue devant l'Office au cours de l'instance GH-1-2009.

Ayant rendu sa décision en vertu de la LCÉE, l'Office approuve la demande de NOVA déposée aux termes de l'article 52 de la Loi sur l'ONÉ et, sous réserve de l'agrément du gouverneur en conseil, il délivrera un certificat assorti des conditions énoncées à l'annexe II des présentes.


R. George
Membre présidant l'audience


G.A. Habib
Membre


R.D. Vergette
Membre

Calgary (Alberta)
Mars 2010

Annexe I

Liste des questions

L'Office a relevé les questions suivantes afin qu'elles soient examinées au cours de l'audience (la liste n'est pas exhaustive) :

1. la nécessité des installations proposées;
2. la faisabilité économique des installations proposées;
3. l'incidence potentielle du projet sur le plan commercial;
4. les éventuels effets environnementaux, et répercussions socioéconomiques, des installations proposées, notamment ceux qui sont décrits dans la LCÉE;
5. le caractère approprié du tracé général du pipeline et des terrains requis;
6. la méthode de réglementation des droits et du tarif;
7. le caractère approprié de la conception des installations proposées;
8. les conditions dont devrait s'assortir toute approbation accordée par l'Office;
9. les effets éventuels du projet sur les intérêts des Autochtones;
10. les effets éventuels du projet sur les propriétaires fonciers et l'usage des terres.

Annexe II

Conditions dont le certificat est assorti

Pour l'application de ces conditions, l'expression « début de la construction » comprend les travaux de déboisement et de creusement et les autres formes de préparation de l'emprise qui peuvent avoir une incidence sur l'environnement, mais elle n'inclut pas les activités d'arpentage habituelles. Lorsqu'une condition exige un dépôt auprès de l'Office « pour approbation » avant d'entreprendre l'activité visée, cette activité ne sera lancée qu'après l'obtention de l'approbation.

Généralités

1. Sauf avis contraire de la part de l'Office, NGTL doit se conformer à toutes les conditions énoncées dans le présent certificat.
2. NGTL doit veiller à ce que le projet approuvé soit conçu, situé, construit, mis en place et exploité conformément aux devis, normes et autres renseignements mentionnés dans sa demande ou dont elle a autrement convenu dans ses réponses aux questions posées ou dans ses présentations connexes.
3. NGTL doit appliquer ou faire appliquer l'ensemble des politiques, méthodes, programmes, mesures d'atténuation, recommandations et procédures concernant la protection de l'environnement qui sont compris ou mentionnés dans sa demande, ou dont elle a autrement convenu dans ses réponses aux questions posées ou dans ses présentations connexes.

Avant la construction

4. Lorsque NGTL ne peut éviter de mener des activités à l'intérieur de la période de nidification des oiseaux migrateurs – entre le 1^{er} mai et le 31 juillet – et que les activités préalables au déboisement ou au fauchage n'ont pas été achevées avant le 1^{er} mai, elle doit :
 - a) engager un biologiste aviaire dûment qualifié pour mener un relevé des oiseaux afin de répertorier les oiseaux nicheurs et leurs nids avant le début des activités de construction durant la période de nidification des oiseaux migrateurs;
 - b) au moins 45 jours avant le début de telles activités de construction, soumettre à l'approbation de l'Office la méthode retenue pour effectuer le relevé ainsi que la confirmation attestant qu'EC a examiné et commenté la méthode proposée;
 - c) déposer auprès de l'Office les résultats du relevé;
 - d) au moins 14 jours avant le début des activités de construction, soumettre à l'approbation de l'Office toute stratégie d'atténuation mise au point en consultation avec EC et les organismes provinciaux compétents visant à protéger les oiseaux.

placés sous la protection des lois fédérales et provinciales ainsi que leurs nids, de même qu'un plan d'urgence dans l'éventualité où des oiseaux ou des nids seraient trouvés après le relevé dont il est question en a).

5. Au plus tard à la date du dépôt des PPLR pour le projet conformément à l'article 33 de la Loi sur l'ONÉ, NGTL doit déposer auprès de l'Office et en signifier une copie à la PND :
 - a) son avis concernant la faisabilité de la remise en état des habitats comme moyen d'atténuer davantage les effets du projet sur l'usage des terres publiques à des fins traditionnelles;
 - b) des renseignements préliminaires concernant l'existence de terrains candidats;
 - c) un résumé des consultations qui ont eu lieu avec la PND à ce sujet.
6. En même temps que le dépôt des PPLR pour le projet conformément à l'article 33 de la Loi sur l'ONÉ, NGTL doit déposer une description de tout tracé détaillé proposé qui s'étend au-delà de 50 m de l'axe du tracé général demandé. La description doit inclure :
 - a) une carte ou carte-tracé environnementale à une échelle appropriée, décrivant clairement le tracé général ainsi que le tracé détaillé proposé;
 - b) les résultats des consultations du public et des Autochtones ainsi que l'état d'avancement de l'acquisition des terrains (le cas échéant);
 - c) une liste des questions environnementales énumérant tous les effets pertinents du déplacement du tracé sur l'environnement (p. ex., les sols, la végétation, la faune, l'hydrologie et l'information archéologique);
 - d) les mesures d'atténuation pertinentes pour rendre ces effets environnementaux négligeables et, dans l'éventualité où des mesures autres que celles énoncées lors de l'instance GH-1-2009 seraient proposées, une analyse justifiant le recours à ces mesures.
7. Avec le dépôt des PPLR, NGTL doit soumettre à l'Office, et en signifier une copie à la PND et à la PNHL, un bilan des consultations qu'elles a eues avec la PND et la PNHL concernant les possibilités de modification du tracé détaillé en vue de la réduction supplémentaire des effets sur l'usage par la PND et la PNHL des terres publiques à des fins traditionnelles.
8. NGTL doit, aux fins de la vérification, créer et mettre à jour des registres pour consigner dans un ordre chronologique les plaintes ou les préoccupations des propriétaires fonciers concernant le projet. Les registres doivent comprendre :
 - a) la date à laquelle la plainte ou la préoccupation du propriétaire foncier a été reçue;
 - b) le moyen par lequel la plainte ou la préoccupation a été formulée (téléphone, poste, courrier électronique ou rencontre);

- c) une description détaillée de la plainte ou de la préoccupation;
 - d) les dates de tous les appels téléphoniques, visites ou lettres, rapports, inspections ou visites de surveillance du chantier y ayant fait suite;
 - e) les coordonnées à jour de toutes les parties associées à la plainte ou à la préoccupation;
 - f) la date de la résolution de la plainte ou de la préoccupation;
 - g) en l'absence d'une résolution, les mesures supplémentaires à prendre (s'il y a lieu).
9. NGTL doit déposer, aux fins d'approbation, un programme d'assemblage à jour, conformément à l'article 16 du RPT-99, au moins 45 jours avant le début des travaux de soudage. Le programme d'assemblage doit comprendre, à tout le moins :
- a) une copie des spécifications de la soudure pour toutes les soudures, en application, à tout le moins, des notes d'orientation fournies à l'article 16 du RPT-99;
 - b) une copie des registres d'agrément de procédé pour chaque spécification.
10. NGTL doit déposer, aux fins d'approbation, au moins 30 jours avant le début de la construction :
- a) les critères d'acceptation des défauts pour toutes les soudures;
 - b) la méthode pour chaque technique d'END que NGTL compte employer dans ce projet selon le type de soudure.
11. NGTL doit déposer auprès de l'Office et des groupes autochtones participants, au moins 60 jours avant le début de la construction, un rapport définitif sur l'UTFT dans le cadre du projet. Ce rapport comprendra, outre ce qui est précisé dans le rapport d'étape sur le même sujet déposé par NGTL le 12 novembre 2009, les éléments suivants :
- a) une description de toutes les autres questions ou préoccupations sur l'UTFT soulevées au cours des discussions supplémentaires de NGTL avec les groupes autochtones participants, notamment les réunions d'atténuation et de conclusion proposées par NGTL lorsque celles-ci ont été possibles;
 - b) une description de toute mesure d'atténuation supplémentaire présentée pendant les discussions et réunions décrites en a) ci-dessus;
 - c) un résumé de toutes les questions et préoccupations sur l'UTFT soulevées par des groupes autochtones susceptibles d'être touchés et non encore résolues, y compris une description de la façon dont ces questions ou préoccupations ont été abordées ou le seront.

12. Au moins 60 jours avant le début de la construction, NGTL doit soumettre à l'approbation de l'Office un PPE propre au projet et à jour. Le PPE doit décrire toutes les mesures de protection environnementale et socioéconomique, ainsi que les engagements pris à l'égard de l'atténuation et de la surveillance, selon ce qui a été énoncé dans la demande ou tel qu'il a été convenu pendant la période de questions, dans les documents connexes ou lors des consultations avec d'autres organismes gouvernementaux. Le PPE doit décrire les critères régissant la mise en œuvre de toutes les mesures et il doit confirmer, dans un langage clair et précis, l'intention de NGTL de respecter tous les engagements. La construction ne doit pas débuter avant obtention par NGTL de l'approbation de son PPE par l'Office. Le PPE doit renfermer notamment les éléments suivants :
- a) les mesures de protection de l'environnement, y compris les plans propres au site, les critères de mise en œuvre de ces mesures de protection, les mesures d'atténuation, la surveillance applicable à toutes les étapes du projet et les activités;
 - b) un plan de remise en état qui comprend une description des conditions de l'emprise que le demandeur compte remettre en état et entretenir une fois la construction achevée, ainsi qu'une description des cibles mesurables pour la remise en état;
 - c) une preuve confirmant que les autorités réglementaires compétentes ont été consultées au sujet des mesures d'atténuation proposées, ainsi qu'un exposé des préoccupations soulevées qui n'ont pas été résolues et des mesures envisagées pour les résoudre.
13. NGTL doit :
- a) déposer auprès de l'Office, au moins 45 jours avant le début prévu de la construction, et l'afficher sur son propre site Web, un tableau énumérant tous les engagements pris par NGTL lors de l'instance GH-1-2009 à l'égard du projet, toutes les conditions imposées par l'Office et les délais fixés pour chacune d'elles;
 - b) dresser l'état de la situation en ce qui concerne ces engagements au moins une fois par mois tout au long de la construction du projet, et mettre à jour le tableau sur son propre site Web;
 - c) mettre à jour chaque année l'état de ses engagements, à moins d'indication contraire.
14. NGTL doit, au moins 45 jours avant le début de la construction, déposer auprès de l'Office un plan de gestion de la sécurité du projet, conformément au programme de gestion de la sûreté des pipelines PMR 2006-01 de l'Office.
15. Au moins 30 jours avant le début de la construction, NGTL doit déposer auprès de l'Office :
- a) des copies de la correspondance reçue de la division de l'archéologie de la C.-B. et du ministère de la Culture et de l'Esprit communautaire de l'Alberta attestant que NGTL

- a obtenu tous les permis et autorisations nécessaires concernant les ressources archéologiques et patrimoniales;
- b) une déclaration expliquant comment elle entend mettre en œuvre l'une ou l'autre des recommandations contenues en a).
16. NGTL doit déposer auprès de l'Office, et en signifier une copie à la SPLA, une mise à jour au sujet des résultats des consultations avec la SPLA, et ce dans les délais précisés ci-dessous :
- a) au moins 30 jours avant le début de la construction;
- b) six mois après l'entrée en exploitation.
17. NGTL doit déposer auprès de l'Office, et en signifier une copie à la PND, 30 jours avant le début de la construction sur les terres publiques, un rapport au sujet de ses activités de consultation avec la PND quant au choix et à la mise en place de mesures d'atténuation proposées pour la faune sur les terres publiques.
18. NGTL doit effectuer tous les relevés environnementaux pré-construction nécessaires visant les voies d'accès temporaires et, au moins 30 jours avant le début de la construction, soumettre à l'approbation de l'Office :
- a) la méthode d'exécution des relevés;
- b) les résultats des relevés;
- c) un plan détaillé d'atténuation pour chaque espèce préoccupante et chaque habitat fragile touché par les activités de construction;
- d) une confirmation attestant que les stratégies d'atténuation seront mises en œuvre pour le projet.
19. NGTL doit déposer, au moins 30 jours avant le début de la construction, un manuel de sécurité pendant la construction qui est à jour.
20. Au moins 14 jours avant le début de la construction, NGTL doit déposer auprès de l'Office :
- a) une confirmation attestant qu'un spécialiste des sols dûment qualifié sera en disponibilité durant les activités de construction;
- b) les titres de compétence, le rôle, les responsabilités, les pouvoirs de décision et la structure hiérarchique pour le poste de spécialiste des sols.

Pendant la construction

21. NGTL doit déposer un programme définitif de compensation de l'habitat du poisson auprès de MPO et de TC, en plus d'en fournir une copie à l'Office, au moins 14 jours avant le début des franchissements avec FDH, et elle doit :
 - a) aviser l'Office après avoir complété avec succès les franchissements des rivières Pouce Coupe et Kiskatinaw à l'aide du FDH ou du fonçage horizontal;
 - b) aviser l'Office par écrit, avant la mise en œuvre, de tout changement par rapport aux méthodes proposées de franchissement de cours d'eau à l'aide du FDH, et des motifs justifiant le changement;
 - c) déposer des copies de toute la correspondance reçue des autorités réglementaires concernant le changement de méthode de franchissement.

Avant la présentation de la première demande de mise en service

22. Au moins 60 jours avant le début de l'exploitation, NGTL doit soumettre à l'approbation de l'Office un plan détaillé de gestion des mauvaises herbes. Le plan doit énoncer les méthodes de contrôle et de surveillance des mauvaises herbes à long terme, les critères retenus pour décider de ces méthodes ainsi que les responsabilités à l'égard de l'étape de l'exploitation des installations et de la remise en état immédiatement après la construction.
23. NGTL doit déposer auprès de l'Office, au moins 30 jours avant la présentation de sa demande de mise en service, son ou ses manuels de protection civile et d'intervention en cas d'urgence.

Après la construction

24. Au plus tard le 31 janvier après la première, la troisième et la cinquième saison de croissance complète suivant la mise en exploitation du projet, NGTL doit présenter à l'Office un rapport de surveillance environnementale post-construction qui :
 - a) expose la méthode de surveillance utilisée, les critères établis pour évaluer le succès des mesures prises et les résultats constatés;
 - b) examine l'efficacité des mesures d'atténuation appliquées pendant la construction par rapport aux critères de réussite;
 - c) détaille les divergences par rapport aux plans et les mesures d'atténuation de rechange appliquées avec l'approbation de l'Office;
 - d) indique, au moyen d'une carte ou d'un schéma, les endroits où des mesures correctives ont été prises pendant la construction et l'état actuel des mesures correctives;

- e) expose les mesures que NGTL se propose de prendre pour régler tout sujet de préoccupation non résolu et le calendrier établi à cette fin.
25. Au cours de la première saison de croissance après la construction, NGTL doit :
- a) s'assurer que des moyens sont pris pour limiter à moins de 1 km la portée visuelle le long des tronçons forestiers de l'emprise;
 - b) déposer auprès de l'Office des copies de toute la correspondance attestant que le ministère du Développement viable des ressources de l'Alberta a été consulté pour la conception, la composition et l'emplacement de chacune des barrières visuelles;
 - c) établir des rapports de surveillance détaillant l'état d'évolution des barrières limitant la portée visuelle et exposant les divergences par rapport aux plans et les mesures d'atténuation de rechange appliquées avec l'approbation de l'Office, aux fins de la vérification, pour la durée de vie utile du projet.
26. NGTL doit consulter EC à l'égard de toutes les terres humides lorsque la fonctionnalité de ces terres n'a pas été entièrement reconstituée à l'échéance du programme quinquennal de surveillance post-construction, puis entreprendre de nouveaux travaux de remise en état ou compensation, selon les recommandations d'EC, ou encore présenter les motifs pour lesquels elle ne se pliera pas aux recommandations d'EC. NGTL doit déposer auprès de l'Office des copies de toute la correspondance démontrant qu'elle a consulté EC au sujet de toute compensation éventuelle à l'égard de terres humides dans le cadre du rapport de surveillance post-construction sur cinq ans.
27. Dans les 30 jours suivant la date de la mise en service du projet, ou la date à laquelle la dernière ordonnance d'autorisation de mise en service a été délivrée, selon la première de ces éventualités, NGTL doit déposer auprès de l'Office un avis, de la part d'un dirigeant de la société, confirmant que le projet approuvé a été réalisé et construit conformément à toutes les conditions pertinentes du présent certificat. Si la conformité avec l'une ou l'autre de ces conditions ne peut pas être confirmée, la société doit en présenter les raisons par écrit à l'Office. Le document déposé en application de la présente condition doit inclure une déclaration confirmant que le signataire du document est un dirigeant de la société.

Expiration du certificat

28. Sauf avis contraire de la part de l'Office, fourni avant le 31 décembre 2011, le présent certificat expire le 31 décembre 2011, à moins que la construction des installations liées au projet n'ait commencé à cette date.

Annexe III

Décision de l'ONÉ sur la requête de NGTL visant le dépôt de certains documents à titre confidentiel

Office national
de l'énergie



National Energy
Board

Dossier : OF-Fac-Gas-N081-2009-01 01
Le 25 septembre 2009

Monsieur Mark Manning
Gestionnaire de projets, Réglementation
TransCanada PipeLines Limited
450, Première Rue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 5H1
Fax : 403-920-2347

M^e Joel Forrest
Avocat principal
TransCanada PipeLines Limited
450, Première Rue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 5H1
Fax : 403-920-2354

M^e Shawn H.T. Denstedt
Osler, Hoskin & Harcourt
Tour TransCanada, pièce 2500
450, Première Rue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 5H1
Fax : 403-260-6924

NOVA Gas Transmission Ltd. (NGTL)
Demande du 30 avril 2009 concernant le projet de pipeline Groundbirch
Avis de requête visant le dépôt de certains documents à titre confidentiel
aux termes de l'article 16.1 de la Loi sur l'Office national de l'énergie

Messieurs,

Par un avis de requête qu'elle a fait parvenir en date du 27 août 2009, NGTL a demandé à l'Office national de l'énergie (l'ONÉ ou l'Office) la délivrance, aux termes de l'article 16,1 de la *Loi*, d'une ordonnance l'autorisant à déposer à titre confidentiel certains documents renfermant des renseignements à l'appui des réponses de NGTL aux demandes de renseignements 1.26(a) et 1.26(c) de l'ONÉ.

Les documents qu'elle souhaite déposer à titre confidentiel étaient les suivants :

1. TED-QMS-CHA QMS Charter for Pipeline Projects;
2. TED-QMS-MAN Quality Management System Manual for Pipeline Projects;
3. TEP-QMS-PROC Quality Management System Procedures for Pipeline Projects;
4. TEL-QMS-APP Appendix 1 – Document List for Pipeline Projects;

.../2

444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8

444 Seventh Avenue SW
Calgary, Alberta T2P 0X8

Canada

Téléphone/Telephone: 403-292-4800
Télocopieur/Facsimile: 403-292-5503
<http://www.nsb-cne.gc.ca>
Téléphone/Telephone: 1-800-899-1265
Télocopieur/Facsimile: 1-877-288-8803

5. Rapport de TransCanada – Pipeline Projects Quality Management System 2008 Internal Audit Report (EDMS # 005321947);
6. Rapport de Det Norske Veritas – Assessment of the Alternative Integrity Validation of the NGTL Buffalo Creek West Pipeline Construction Project – Report No. 85490501-1 Rev. 1;
7. Rapport de Det Norske Veritas – Assessment of the Alternative Integrity Validation of the NGTL Buffalo Creek West Pipeline Construction Project Phase 2 – Compliance Verification – Report No. 85490501-2 (les renseignements à l'appui).

Le 9 septembre 2009, l'Office a demandé aux parties de soumettre leurs commentaires au sujet de l'avis de requête de NGTL. L'Office n'a reçu qu'un seul commentaire, dont l'auteur ne s'opposait pas à la requête. L'Office n'a reçu aucune déclaration d'opposition à l'avis de requête.

L'Office estime que les renseignements à l'appui sont le fruit d'une somme de travail considérable de la part de TransCanada et NGTL et que la divulgation de cette information serait utile aux concurrents de ces deux entreprises sur le plan commercial. En conséquence, l'Office juge raisonnable de croire que les renseignements, s'ils étaient divulgués, risquent de causer des pertes matérielles à NGTL ou des profits financiers à d'autres parties, ou de nuire à la compétitivité de NGTL. De plus, l'Office juge que les renseignements à l'appui sont de nature commerciale ou technique et qu'ils ont été toujours été traités confidentiellement par NGTL. L'Office constate que tous les autres éléments de preuve qui appuient l'usage que NGTL propose de faire de l'essai de remplacement de la validation de l'intégrité (ERVI) ont été versés au dossier public et que les parties peuvent en vérifier le caractère probant au cours de l'instance GH-1-2009. À la lumière de la nature confidentielle des renseignements à l'appui, de l'absence d'opposition de la part des participants à l'audience GH-1-2009 ou d'autres personnes à la requête en confidentialité de NGTL et du dépôt public de tous les autres éléments de preuve de NGTL soutenant l'ERVI, l'Office juge qu'en l'espèce, l'intérêt de NGTL pour la confidentialité de ses renseignements à l'appui l'emporte sur l'intérêt du public pour la divulgation de ces mêmes renseignements. L'Office permettra par conséquent que les renseignements à l'appui soient déposés auprès de l'Office à titre confidentiel.

Pour cette raison, l'Office a délivré l'ordonnance ci-jointe en application de l'article 16.1 de la *Loi*. Les renseignements à l'appui ne seront pas versés au dossier public ni divulgués de quelque autre façon. L'Office a toutefois l'intention d'examiner attentivement les renseignements à l'appui lorsqu'il étudiera la demande de NGTL relativement à l'ERVI et fait remarquer qu'il pourrait faire référence aux renseignements à l'appui au cours de l'instance GH-1-2009 pour les besoins d'interrogatoires menés verbalement ou de demandes de renseignements par écrit.

Veuillez agréer, Messieurs, mes salutations distinguées.

La secrétaire de l'Office par intérim,


Anne-Marie Erickson



ORDONNANCE MO-14-2009

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

RELATIVEMENT À une demande présentée par NOVA Gas Transmission Ltd. (NGTL) en vue de la délivrance d'une ordonnance aux termes de l'article 16.1 de la *Loi*; demande déposée auprès de l'Office sous le numéro de dossier OF-Fac-Gas-N081-2009-01 01.

DEVANT l'Office, le 24 septembre 2009.

ATTENDU QUE NGTL a demandé la délivrance, aux termes de l'article 16.1 de la *Loi*, d'une ordonnance l'autorisant à déposer à titre confidentiel auprès de l'Office national de l'énergie (l'ONÉ ou l'Office) certains documents renfermant des renseignements à l'appui des réponses de NGTL aux demandes de renseignements 1.26(a) et 1.26(c) de l'ONÉ;

ATTENDU QUE l'Office a sollicité les commentaires des parties de l'instance GH-1-2009 au sujet de cette requête en confidentialité;

ATTENDU QUE l'Office n'a reçu aucune déclaration d'opposition à cette requête;

ATTENDU QUE l'Office a conclu que les renseignements, s'ils étaient divulgués, risqueraient vraisemblablement de causer des pertes matérielles à NGTL ou des profits financiers à d'autres parties, ou de nuire à la compétitivité de NGTL;

ATTENDU QUE les renseignements sont de nature commerciale ou technique et qu'ils ont été traités confidentiellement de manière constante;

ATTENDU QUE l'Office considère que dans le contexte de la présente instance, la non-divulgaration des renseignements revêt pour NGTL un intérêt supérieur à celui revêtu pour le public par la divulgation;

IL EST ORDONNÉ QUE les renseignements suivants soient déposés auprès de l'Office à titre confidentiel :

1. TED-QMS-CHA QMS Charter for Pipeline Projects;

.../2

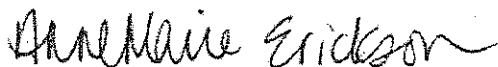
2. TED-QMS-MAN Quality Management System Manual for Pipeline Projects;
3. TEP-QMS-PROC Quality Management System Procedures for Pipeline Projects;
4. TEL-QMS-APP Appendix 1 – Document List for Pipeline Projects;
5. TransCanada Report – Pipeline Projects Quality Management System 2008 Internal Audit Report (EDMS # 005321947);
6. Det Norske Veritas Report – Assessment of the Alternative Integrity Validation of the NGTL Buffalo Creek West Pipeline Construction Project – Report No. 85490501-1 Rev. 1;
7. Det Norske Veritas Report – Assessment of the Alternative Integrity Validation of the NGTL Buffalo Creek West Pipeline Construction Project Phase 2 – Compliance Verification – Report No. 85490501-2.

(les renseignements à l'appui)

IL EST ORDONNÉ EN OUTRE QUE les renseignements à l'appui ne soient pas portés au dossier ni rendus publics de quelque autre manière, sauf par renvoi au cours de l'instance GH-1-2009 pour les besoins d'interrogatoires menés verbalement ou par écrit.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

La secrétaire de l'Office par intérim,



Anne-Marie Erickson

MO-14-2009

Annexe IV

Décision de l'ONÉ sur la requête de NGTL visant la modification de l'ordonnance MO-14-2009 de l'Office

Office national
de l'énergie



National Energy
Board

Dossier : OF-Fac-Gas-N081-2009-01 01
Le 3 novembre 2009

Monsieur Mark Manning
Gestionnaire de projets, Réglementation
TransCanada PipeLines Limited
450, Première Rue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 5H1
Fax : 403-920-2347

M^{re} Joel Forrest
Avocat principal
TransCanada PipeLines Limited
450, Première Rue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 5H1
Fax : 403-920-2354

M^{re} Shawn H.T. Denstedt
Osler, Hoskin & Harcourt
Tour TransCanada, pièce 2500
450, Première Rue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 5H1
Fax : 403-260-6924

NOVA Gas Transmission Ltd. (NGTL)
Demande du 30 avril 2009 concernant le projet de pipeline Groundbirch
Ordonnance d'audience GH-1-2009
Demande de modification de l'ordonnance MO-14-2009 de l'Office national de
l'énergie

Messieurs,

Dans une lettre datée du 30 octobre 2009, NGTL a demandé à l'Office national de l'énergie de modifier l'ordonnance MO-14-2009 de l'Office afin que le traitement confidentiel s'applique également au document TES-PROJ-AIV qu'elle propose de déposer à l'appui de sa réponse à la demande de renseignements 4.7(a.2) de l'ONÉ. L'ordonnance MO-14-2009, délivrée par l'Office en vertu de l'article 16,1 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* le 24 septembre 2009, autorisait NGTL à déposer, à titre confidentiel, certains documents à l'appui des réponses de NGTL aux demandes de renseignements 1.26(a) et 1.26(c) de l'ONÉ (les renseignements à l'appui).

Le 30 octobre 2009, l'Office a sollicité les commentaires de toutes les parties sur la demande de modification de l'ordonnance MO-14-2009 soumise par NGTL. Aucune déclaration d'opposition à la demande de NGTL n'a été déposée.

.../2

444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8

444 Severth Avenue SW
Calgary, Alberta T2P 0X8

Canada

Téléphone/Telephone: 403-292-4800
Télocopieur/Facsimile: 403-292-5503
<http://www.nwb-one.gc.ca>
Téléphone/Telephone: 1-800-899-1265
Télocopieur/Facsimile: 1-877-288-8803

L'Office juge que le document TES-PROJ-AIV est lié de près aux renseignements à l'appui, puisqu'il contient des modifications du processus d'essai de remplacement de la validation de l'intégrité (ERVI). L'Office estime que le document TES-PROJ-AIV est le fruit d'une somme considérable de travail de la part de TransCanada Canada PipeLines Limited (TransCanada) et NGTL et que sa divulgation serait très utile sur le plan commercial aux concurrents de TransCanada et NGTL. Par ailleurs, l'Office juge raisonnable de croire que la divulgation du document TES-PROJ-AIV risque de causer des pertes matérielles à NGTL ou des profits financiers à d'autres parties, ou de nuire à la compétitivité de NGTL. Enfin, l'Office juge que le document TES-PROJ-AIV est de nature commerciale ou technique et qu'il a toujours été traité confidentiellement par NGTL.

À la lumière du lien étroit entre le document TES-PROJ-AIV et les renseignements à l'appui, du caractère confidentiel du document TES-PROJ-AIV et de l'absence d'opposition de la part des participants à l'audience GH-1-2009 ou d'autres personnes à la demande de NGTL, l'Office juge qu'en l'espèce, l'intérêt de NGTL pour la confidentialité du document TES-PROJ-AIV l'emporte sur l'intérêt du public pour la divulgation de ce document. En conséquence, l'Office a décidé de permettre que le document TES-PROJ-AIV soit déposé auprès de lui à titre confidentiel.

L'Office estime en outre que le document TES-PROJ-AIV devrait être traité de la même manière que les renseignements à l'appui. Pour que les modalités énoncées dans l'ordonnance MO-14-2009 s'appliquent, l'Office a déterminé qu'il y a lieu de modifier l'ordonnance de manière à changer la définition de « renseignements à l'appui », de telle sorte qu'elle comprenne le document TES-PROJ-AIV.

En conséquence, veuillez trouver l'ordonnance modificatrice AO-1-MO-14-2009 ci-joint. Le document TES-PROJ-AIV ne sera pas versé au dossier public ni divulgué de quelque autre façon. L'Office a toutefois l'intention d'examiner attentivement le document TES-PROJ-AIV, ainsi que les autres renseignements à l'appui, lorsqu'il étudiera la demande de NGTL relativement à l'ERVI et fait remarquer qu'il pourrait faire référence au document TES-PROJ-AIV et aux autres renseignements à l'appui au cours de l'instance GH-1-2009 pour les besoins d'interrogatoires menés verbalement ou de demandes de renseignements par écrit.

Veuillez agréer, Messieurs, mes salutations distinguées.

La secrétaire de l'Office par intérim,



Anne-Marie Erickson

Pièce jointe

Office national
de l'énergie



National Energy
Board

ORDONNANCE AO-1-MO-14-2009

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

RELATIVEMENT À une demande présentée par NOVA Gas Transmission Ltd. (NGTL) en vue de la délivrance d'une ordonnance aux termes de l'article 16.1 de la Loi; demande déposée auprès de l'Office national de l'énergie sous le numéro de dossier OF-Fac-Gas-N081-2009-01 01.

DEVANT l'Office national de l'énergie, le 3 novembre 2009.

ATTENDU QUE le 24 septembre 2009, l'Office a décidé que certains documents renfermant des renseignements à l'appui des réponses de NGTL aux demandes de renseignements 1.26(a) et 1.26(c) de l'ONÉ (les renseignements à l'appui) pouvaient être traités confidentiellement aux termes de l'article 16,1 de la Loi;

ATTENDU QUE le 24 septembre 2009, l'Office a délivré l'ordonnance MO-14-2009, laquelle assure la confidentialité des renseignements à l'appui déposés auprès de l'Office, et prévoit que ces renseignements ne doivent pas être portés au dossier ni rendus publics de quelque autre manière, sauf par renvoi au cours de l'instance GH-1-2009 pour les besoins d'interrogatoires menés verbalement ou par écrit;

ATTENDU QUE NGTL a demandé le 30 octobre 2009 que soit modifiée l'ordonnance MO-14-2009 afin qu'un document qu'elle propose de déposer à l'appui de sa réponse à la demande de renseignements 4,7(a.2) de l'ONÉ soit traité confidentiellement;

ATTENDU QUE l'Office a sollicité les commentaires sur la requête de NGTL auprès de toutes les parties de l'instance GH-1-2009 et que l'Office n'a reçu aucune déclaration d'opposition à cette requête en confidentialité;

ATTENDU QUE l'Office a conclu que les renseignements, s'ils étaient divulgués, risqueraient vraisemblablement de causer des pertes matérielles à NGTL ou des profits financiers à d'autres parties, ou de nuire à la compétitivité de NGTL;

.../2

Canada

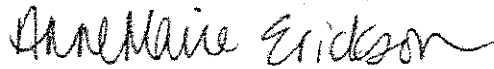
ATTENDU QUE les renseignements sont de nature commerciale ou technique et qu'ils ont été traités confidentiellement de manière constante;

ATTENDU QUE l'Office considère que dans le contexte de la présente instance, la non-divulgence revêt pour NGTL un intérêt supérieur à celui revêtu pour le public par la divulgation des renseignements;

IL EST ORDONNÉ QUE le terme « renseignements à l'appui », tel qu'il est désigné dans l'ordonnance MO-14-2009, comprenne le document TES-PROJ-AIV.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

La secrétaire de l'Office par intérim,



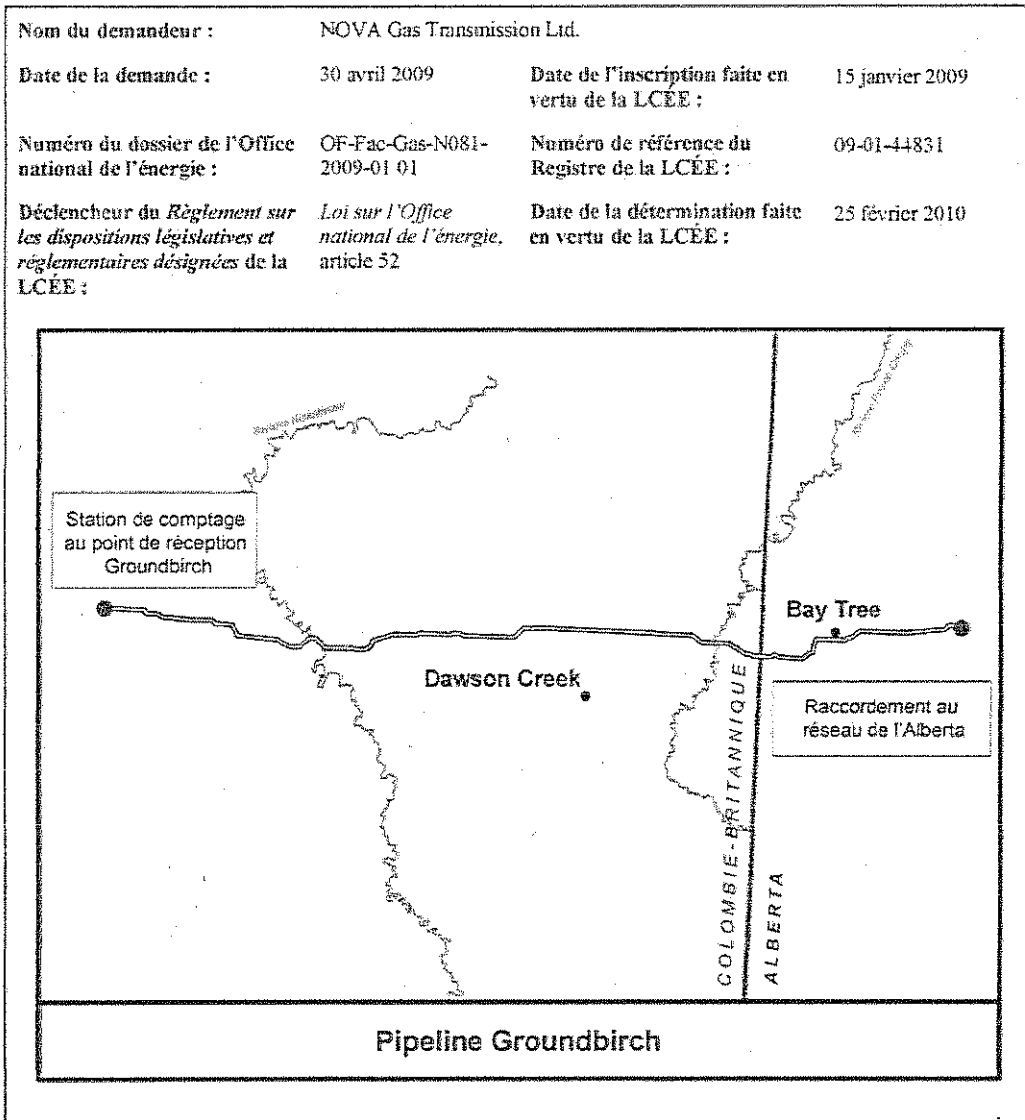
Anne-Marie Erickson

AO-1-MO-14-2009

Rapport d'évaluation environnementale

RAPPORT D'EXAMEN ENVIRONNEMENTAL PRÉALABLE produit en vertu de la Loi canadienne sur l'évaluation environnementale (LCÉE)

Projet de pipeline Groundbirch



RÉSUMÉ

Le présent rapport d'examen environnemental préalable (REEP) concerne le projet de pipeline Groundbirch (le projet) que propose NOVA Gas Transmission Ltd. (NGTL) en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCÉE). Le 30 avril 2009, NGTL a demandé à l'Office national de l'énergie (l'Office ou l'ONÉ) l'autorisation de construire et exploiter le projet, qui consiste en un prolongement du réseau de l'Alberta de TransCanada pour atteindre la région de Groundbirch en Colombie-britannique. Le projet nécessiterait l'aménagement d'une nouvelle emprise non contiguë d'une longueur d'environ 69,5 km pour une capacité de transport de gaz naturel de 46,9 millions de mètres cubes par jour ($10^6 \text{m}^3/\text{j}$).

Le projet suppose la construction et l'exploitation d'un nouveau pipeline de gaz naturel d'environ 77 km, au diamètre extérieur de 914 mm, et des installations connexes, dont trois stations de comptage et plusieurs emplacements de vannes. Le pipeline serait construit sur environ 58,5 km en Colombie-Britannique et 18,5 km en Alberta. Une infrastructure temporaire serait nécessaire pour la construction et de nouvelles voies d'accès devraient être aménagées en vue de l'exploitation du pipeline. Le projet nécessiterait le franchissement de plusieurs cours d'eau et ouvrages de drainage. Les travaux devraient commencer en juillet 2010 et la mise en service du projet est prévue pour novembre 2010.

L'ONÉ est le coordonnateur fédéral de l'évaluation environnementale pour ce projet. À ce titre, il coordonne la participation des ministères fédéraux intéressés. Transports Canada et Pêches et Océans Canada se sont déclarés des autorités responsables (AR), et Ressources naturelles Canada, Environnement Canada et Santé Canada se sont déclarés des autorités fédérales (AF) pourvues de connaissances spécialisées.

Le présent rapport d'examen environnemental préalable (REEP) a été établi dans le cadre des responsabilités qui incombent à l'ONÉ en vertu de la LCÉE; il renferme de l'information fournie par le demandeur, Nova Gas Transmission Ltd. (NGTL), les autorités fédérales, les propriétaires fonciers, les groupes autochtones, d'autres parties intéressées et le public. L'analyse présentée dans le REEP repose sur la preuve versée au dossier de l'audience publique tenue à l'égard du projet, laquelle peut être consultée intégralement à l'adresse Internet suivante : <https://www.neb-one.gc.ca/ll-fre/livlink.exe?func=ll&objId=439432&objAction=browse&sort=-name>.

Les commentaires qui ont été reçus à la suite de l'ébauche ont été pris en compte par l'Office dans la préparation de son REEP définitif. Celui-ci a été publié accompagné de ses motifs de décision. Les autorités responsables se serviront du REEP dans la mesure du possible lorsqu'elles rendront leurs décisions en matière d'évaluation environnementale dans le cours du projet.

Tel qu'indiqué dans le REEP, plusieurs effets environnementaux négatifs éventuels – tant biophysiques que socioéconomiques – ont été relevés. Les principales préoccupations exprimées par le public concernent la productivité des sols et la fragmentation de l'habitat. L'ONÉ estime que, pourvu que soient mises en œuvre les mesures d'atténuation et les méthodes de protection environnementale proposées par NGTL, les conditions d'approbation du tracé détaillé et les recommandations de l'ONÉ, le projet n'est pas susceptible d'entraîner des effets environnementaux négatifs importants.

TABLE DES MATIÈRES

1.0	INTRODUCTION.....	75
1.1	Aperçu du projet	75
1.2	Raison d'être du projet.....	75
1.3	Données de base et sources.....	76
2.0	PROCESSUS D'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE (ÉE).....	76
2.1	Participation du gouvernement au processus de l'ÉE.....	76
2.2	Possibilités offertes au public de fournir un apport à l'ÉE.....	77
2.2.1	Documents présentés à l'Office.....	77
2.2.2	Portée de l'ÉE.....	77
2.2.3	Audience de l'ONÉ.....	77
2.2.4	Ébauche du rapport d'évaluation environnementale.....	78
3.0	PORTÉE DE L'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE.....	78
4.0	DESCRIPTION DU PROJET.....	78
5.0	DESCRIPTION DE L'ENVIRONNEMENT.....	79
6.0	COMMENTAIRES DU PUBLIC.....	84
6.1	Enjeux liés au projet, qui ont été soulevés dans les consultations menées par l'ONÉ.....	84
6.2	Enjeux liés au projet qui ont été soulevés lors des consultations menées par NGTL.....	85
6.3	Commentaires reçus par l'ONÉ concernant l'ébauche de REEP.....	85
7.0	MÉTHODE D'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE EMPLOYÉE PAR L'ONÉ.....	86
8.0	ANALYSE DES EFFETS ENVIRONNEMENTAUX.....	87
8.1	Tracé du pipeline.....	87
8.2	Interactions entre le projet et l'environnement.....	89
8.3	Mesures d'atténuation courantes.....	95
8.4	Analyse détaillée des effets environnementaux négatifs éventuels.....	95
8.4.1	Sol et productivité du sol.....	96
8.4.2	Végétation.....	97
8.4.3	Eau et qualité de l'eau.....	98
8.4.4	Poisson et habitat du poisson.....	99
8.4.5	Terres humides.....	100
8.4.6	Faune et habitat de la faune.....	101
8.4.7	Espèces en péril (répertoriées à l'annexe 1 de la LEP).....	102
8.4.8	Exploitation des terres et des ressources autochtones à des fins traditionnelles.....	103
8.5	Évaluation des effets cumulatifs.....	106
8.6	Programme de suivi.....	109
8.7	Recommandations.....	109
9.0	CONCLUSION DE L'ONÉ.....	114
10.0	PERSONNE-RESSOURCE À L'ONÉ.....	114
ANNEXE 1	COMMENTAIRES SUR L'ÉBAUCHE DU REEP.....	115

LISTE DES SIGLES ET ABRÉVIATIONS

ACF	avis de coordination fédérale
AF	autorité fédérale, au sens du paragraphe 2(1) de la <i>Loi canadienne sur l'évaluation environnementale</i>
AR	autorité responsable, au sens du paragraphe 2(1) de la <i>Loi canadienne sur l'évaluation environnementale</i>
BGGP	Bureau de gestion des grands projets
BK	borne kilométrique
DDP	détérioration, destruction ou perturbation
d.e.	diamètre extérieur
DFIT	droits fonciers issus des traités
EC	Environnement Canada
ÉE	évaluation environnementale
ÉES	évaluation environnementale et socioéconomique de NOVA Gas Transmission Ltd.
FDH	forage directionnel à l'horizontale
IE	inspecteur de l'environnement
km	kilomètre
LEP	<i>Loi sur les espèces en péril</i>
le pipeline	pipeline de gaz naturel de 914 mm de diamètre extérieur et d'environ 77 km de longueur, proposé dans le cadre du projet de pipeline Groundbirch
le projet	le projet de pipeline Groundbirch proposé
Loi sur l'ONÉ	<i>Loi sur l'Office national de l'énergie</i>
m ³ /j	mètres cubes par jour
mm	millimètre
MPO	Pêches et Océans Canada
NGTL	NOVA Gas Transmission Ltd.
NPS	diamètre nominal de tuyau (abréviation anglaise de <i>nominal pipe size</i>)
Office ou ONÉ	Office national de l'énergie
PAA	Participation accrue des Autochtones
PCCHP	plan conceptuel de compensation de l'habitat du poisson
PND	Première Nation de Duncan's
PNHL	Première Nation de Horse Lake
PNS	Première Nation de Saulteau
PPE	plan de protection de l'environnement
PPLR	plan, profil et livre de renvoi
REEP	rapport d'examen environnemental préalable en vertu de la <i>Loi canadienne sur l'évaluation environnementale</i>

Règlement sur la coordination fédérale	<i>Règlement sur la coordination par les autorités fédérales des procédures et des exigences en matière d'évaluation environnementale pris en vertu de la LCÉE</i>
SC	Santé Canada
SO	subdivision officielle
SPC	surveillance postérieure à la construction
SPLA	South Peace Landowners Association
TC	Transports Canada
TransCanada	TransCanada PipeLines Limited
UTFT	usage des terres à des fins traditionnelles
ZÉL	zone d'étude locale
ZÉR	zone d'étude régionale
ZIP	zone d'implantation du projet

1.0 INTRODUCTION

La demande relative au projet de pipeline Groundbirch (le projet) a été déposée aux termes de l'article 52 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (la Loi sur l'ONÉ), laquelle, par voie de conséquence, déclenche le *Règlement sur les dispositions législatives et réglementaires désignées* de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCÉE), qui prescrit la préparation du présent rapport d'examen environnemental préalable (REEP).

1.1 Aperçu du projet

Le projet consiste à prolonger le réseau de l'Alberta de TransCanada¹ depuis la station de comptage existante Gordondale située dans la subdivision officielle (SO) 2-12-79-12 W6M en Alberta jusqu'à une station de comptage proposée (la station de comptage au point de réception Groundbirch) située dans la SO 2-3-79-19 W6M dans le nord-est de la Colombie-Britannique, à environ 37 km au nord-ouest de Dawson Creek. NOVA Gas Transmission Ltd. (NGTL), filiale à part entière de TransCanada PipeLines Limited (TransCanada), se propose de construire et exploiter un pipeline pour transporter le gaz naturel entre ces deux points (le pipeline).

Le pipeline serait d'environ 77 km de longueur et de 914 mm de diamètre extérieur (d.e.) [diamètre nominale de tuyau (NPS) 36]. Les installations connexes proposées sont les stations de comptage au point de réception Groundbirch (SO 2-3-79-19 W6M), Tremblay (SO 8-27-78-17 W6M) et Tremblay n° 2 (SO 8-27-78-17 W6M). Sont inclus un système de comptage pour le transfert de propriété, des systèmes de communication et de surveillance, des vannes de sectionnement et des vannes latérales, des vannes et des brides pleines pour permettre l'installation de sas de lancement/réception pour l'inspection en canalisation, la protection cathodique pour les installations et les ouvrages divers connexes.

Environ 69,5 km (53 km en Colombie-Britannique et 16,5 km en Alberta) du pipeline proposé nécessiteraient une nouvelle emprise non contiguë. Une emprise permanente de 20 m serait nécessaire, tout comme une aire de travail temporaire de 19 m sur les terres agricoles au besoin. Une aire de travail temporaire supplémentaire serait nécessaire en certains endroits, notamment aux croisements de routes, chemins et pipelines et aux franchissements de cours d'eau, afin de permettre les travaux de construction du pipeline. Seraient aussi nécessaires une infrastructure temporaire pour la construction et de nouvelles voies d'accès pour l'exploitation du pipeline. Moyennant approbation des autorités réglementaires, la construction devrait avoir lieu aux troisième et quatrième trimestres de 2010.

La section 4.0 donne une description détaillée des travaux associés au projet.

1.2 Raison d'être du projet

Le projet a pour objet le transport de gaz naturel par un pipeline souterrain qui s'étendrait de la région de Groundbirch en Colombie-Britannique à un point d'interconnexion avec l'actuel réseau de l'Alberta de TransCanada. Les producteurs de gaz de la région de Groundbirch ont des

¹ Le réseau de l'Alberta de TransCanada comprend environ 23 700 km de pipelines. Le gaz est livré en certains endroits de l'Alberta et à des points d'interconnexion avec d'autres pipelines transportant le gaz naturel vers d'autres provinces et vers les États-Unis.

réserves de gaz établies et potentielles qui ne sont pas raccordées actuellement au marché. Le projet permettrait à ces producteurs de raccorder leurs réserves gazières au réseau de l'Alberta de TransCanada, ce qui leur donnerait accès aux marchés de l'Alberta, d'ailleurs au Canada et des États-Unis. Le prolongement du réseau de l'Alberta de TransCanada jusqu'à la région de Groundbirch contribuerait également au développement économique de l'ensemble de la région. La nouvelle source d'approvisionnement en gaz naturel de la région aiderait à assurer la pérennité du réseau de l'Alberta de TransCanada.

1.3 Données de base et sources

L'analyse effectuée dans le présent REEP repose sur des renseignements tirés des sources suivantes :

- la demande visant le projet, notamment l'évaluation environnementale et socioéconomique (ÉES);
- des dépôts complémentaires concernant la demande relative au projet;
- les réponses aux demandes de renseignements;
- les documents déposés par le public et les parties intéressées;
- la preuve produite au cours de l'audience publique orale.

Les renseignements déposés se rapportant à la demande sont accessibles sous la rubrique « Documents de réglementation » du site Web de l'ONÉ (www.neb-one.gc.ca). Pour se renseigner sur la façon d'obtenir ces documents, prière de communiquer avec la secrétaire de l'Office par intérim à l'adresse indiquée à la section 10.0 du présent rapport.

2.0 PROCESSUS D'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE (ÉE)

2.1 Participation du gouvernement au processus de l'ÉE

Le 28 novembre 2009, conformément à l'article 5 du *Règlement sur la coordination par les autorités fédérales des procédures et des exigences en matière d'évaluation environnementale* (Règlement sur la coordination fédérale), pris en vertu de la LCÉE, l'ONÉ a adressé un avis de coordination fédérale (ACF) aux ministères fédéraux susceptibles d'être intéressés par le processus d'évaluation environnementale. Leurs réponses sont résumées ci-après :

Tableau 1 : Rôle du gouvernement fédéral dans le processus mené en vertu de la LCÉE

Organisme fédéral	Participation	
	AR avec un ou des éléments qui ont déclenché l'application de la LCÉE	AF pourvues de connaissances spécialisées
ONÉ	Article 52 de la Loi sur l'ONÉ	
Transports Canada (TC)	Alinéa 5(1)3 de la <i>Loi sur la protection des eaux navigables</i> Paragraphe 108(4) de la Loi sur l'ONÉ	
Pêches et Océans Canada (MPO)	Paragraphe 35(2) de la <i>Loi sur les pêches</i>	
Environnement Canada (EC)		a fourni des connaissances spécialisées

Organisme fédéral	Participation	
	AR avec un ou des éléments qui ont déclenché l'application de la LCÉE	AF pourvues de connaissances spécialisées
Santé Canada		a fourni des connaissances spécialisées
Ressources naturelles Canada		pourvu de connaissances spécialisées

L'ACF a aussi été adressé à des organismes provinciaux de l'Alberta et de la Colombie-Britannique. Ni l'une ni l'autre province n'a exprimé un intérêt à participer à l'examen fédéral.

Le lecteur est prié de se reporter à la section 6.0 pour un résumé des questions soulevées par les organismes gouvernementaux.

2.2 Possibilités offertes au public de fournir un apport à l'ÉE

L'ONÉ a publié l'ordonnance d'audience GH-1-2009 le 16 juin 2009, laquelle décrivait le déroulement et les exigences de l'audience publique orale portant sur le projet. Le processus établi par l'ONÉ prévoyait un certain nombre de façons dont le public (ainsi que les organismes gouvernementaux et les groupes autochtones) pouvait participer à l'ÉE et y fournir un apport, notamment en commentant la portée de l'ÉE et la liste des questions, en déposant une lettre de commentaires, en présentant un exposé oral à l'audience ou en participant à titre d'intervenant. Le statut de participant du gouvernement permettait aux autorités gouvernementales investies de responsabilités en matière d'ÉE de participer à l'audience sans avoir à obtenir le statut d'intervenant.

2.2.1 Documents présentés à l'Office

Tout au long de l'ÉE, l'Office a reçu plusieurs documents relatifs aux questions liées au projet. Les principales questions soulevées sont énumérées à la section 6.1 du présent REEP.

2.2.2 Portée de l'ÉE

En décembre 2008, l'ONÉ a envoyé une lettre aux AR, aux AF et aux organismes provinciaux intéressés les invitant à commenter l'ébauche de la portée de l'ÉE du projet.

L'énoncé de la portée de l'ÉE a été par la suite joint à l'ordonnance d'audience, formant l'annexe V. Dans le cadre de ce processus, un avis à ce sujet a également été publié dans le Registre canadien d'évaluation environnementale le 25 juin 2009. Cela fait, l'ONÉ a encore une fois invité les AR, les AF, les organismes provinciaux et le public à lui communiquer leurs commentaires sur la portée de l'ÉE du projet. Les parties pouvaient ainsi suggérer des modifications ou ajouts à la portée en les déposant auprès de l'Office avant le 13 juillet 2009. L'Office n'a reçu aucune réaction au document sur la portée.

2.2.3 Audience de l'ONÉ

L'audience publique orale pour le projet, conformément à l'ordonnance d'audience GH-1-2009, a eu lieu à Dawson Creek du 17 au 19 novembre 2009.

2.2.4 Ébauche du rapport d'évaluation environnementale

Le 13 janvier 2010, l'Office a envoyé une lettre aux parties intéressées les invitant à commenter l'ébauche du rapport d'examen environnemental préalable. En outre, un avis public de demande de commentaires sur cette même ébauche a été affiché au registre de la LCÉE. L'annexe 1 du présent REEP présente une synthèse des commentaires clés, dont certains ont été à l'origine d'une reformulation de passages du REEP. Des explications ont été fournies à l'égard des commentaires qui n'ont pas entraîné de modifications au REEP.

3.0 PORTÉE DE L'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE

La portée de l'ÉE du projet comprend trois parties :

1. l'énoncé de la portée du projet;
2. la liste des éléments à examiner;
3. l'énoncé de la portée des éléments à examiner.

La portée de l'ÉE, déterminée par les AR de concert avec les AF et le public, en conformité avec la LCÉE et le Règlement sur la coordination fédérale, détaille chacune de ces parties.

La section 4.0 du présent REEP donne plus de détails sur la « portée du projet ».

4.0 DESCRIPTION DU PROJET

Le tableau 2 donne des précisions sur chacune des étapes du projet : construction, exploitation et cessation d'exploitation.

Tableau 2 : Précisions sur le projet

Ouvrages et (ou) activités concrètes
<i>Étape de la construction – Calendrier proposé : Début en juillet 2010, sous réserve des approbations réglementaires, et achèvement au quatrième trimestre de 2010</i>
<ul style="list-style-type: none">▪ Construction d'un nouveau pipeline de 914 mm de diamètre extérieur (NPS 36) sur environ 77 km (approximativement 18,5 km en Alberta et 58,6 km en Colombie-Britannique), dont 7,5 km sont contigus à des perturbations linéaires existantes et environ 69,5 km ne le sont pas.▪ L'emprise de la construction aurait approximativement 39 m de largeur, comprenant une servitude permanente d'environ 20 m et une aire de travail temporaire d'environ 19 m sur les terres agricoles et 29 m sur les terres forestières de la Couronne.▪ Travaux pour le franchissement de cours d'eau, dont les rivières Pouce Coupe et Kiskatinaw ainsi que les ruisseaux Fox et Sergeant.▪ Construction de trois nouvelles stations de comptage en Colombie-Britannique (point de réception Groundbirch à l'extrémité ouest, et points de réception Tremblay et Tremblay n° 2 le long du pipeline).▪ Le projet comprendrait aussi des travaux de préparation des sites (déboisement, décapage et mise en dépôt de la couche végétale, terrassement et creusement de la tranchée), la pose des conduites, des essais hydrostatiques et la remise en état finale des lieux.

Ouvrages et (ou) activités concrètes
<p><i>Étape de l'exploitation – Calendrier : durée de vie utile du projet (40 ans et plus)</i></p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Entretien opérationnel du pipeline. ▪ Exploitation de véhicules et d'engins. ▪ Entretien des chemins d'accès. ▪ Maîtrise de la végétation pour les espèces végétales nuisibles et les plantes non indigènes. ▪ Patrouilles aériennes périodiques pour inspecter visuellement l'environnement et l'intégrité du pipeline. ▪ Le pipeline serait inspecté périodiquement à l'aide d'outils pendant qu'il est en service. ▪ Des travaux d'excavation à des fins d'entretien seraient menés dans l'éventualité d'un problème avéré ou éventuel lié à l'intégrité du pipeline, à la suite de quoi le site serait réensemencé et remis en état.
<p><i>Étape de la cessation d'exploitation – Calendrier : à la fin de la vie utile du projet</i></p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Il faudrait présenter une demande suivant l'alinéa 74(1)d) de la Loi sur l'ONÉ pour cesser d'exploiter les installations du projet; à ce moment-là, l'ONÉ évaluerait, sous le régime de la Loi sur l'ONÉ et de la LCÉE, les effets environnementaux.

5.0 DESCRIPTION DE L'ENVIRONNEMENT

La présente section décrit le contexte environnemental et socioéconomique le long du tracé proposé du pipeline d'environ 77 km. Les points de référence connus le long du tracé sont communément désignés par des bornes kilométriques (BK) : ils servent à décrire les caractéristiques du tracé du pipeline proposé en vue de la construction, de l'exploitation et de l'entretien de celui-ci. La BK 0,0 est située à la station de comptage Gordondale (SO 2-12-79-12 W6M) en Alberta alors que la BK 77,1 est située à la nouvelle station de comptage au point de réception Groundbirch (SO 2-3-79-19 W6M) en Colombie-Britannique.

Terrain et sols

- Le projet se situe dans le district municipal de Saddle Hills et le district régional de Peace River. Les terres situées le long du tracé proposé sont occupées par des champs de cultures (31 %), des champs de foin (21 %), des pâturages (17 %), des boisés (19 %), des prébois (11 %) et, çà et là, des terres humides et des fondrières (1 %).
- Le tracé proposé traverse un terrain légèrement vallonneux ponctué de vallées encastrées par le passage des cours d'eau. On y trouve des pentes instables le long de la vallée de la rivière Pouce Coupe, et des zones de pentes raides à l'approche des passages de certains cours d'eau (rivière Pouce Coupe, rivière Kiskatinaw, ruisseau Sergeant et ruisseau Fox) le long du tracé proposé.
- Les terres le long du tracé proposé servent principalement à la production agricole. La couche arable a une profondeur moyenne de 10 à 25 cm. Les sols sont non salins et non sodiques, mais certaines portions des dépôts de sols lacustres et de moraine près de Dawson Creek ont des niveaux de salinité allant de faibles à modérés dans les sous-sols inférieurs.
- Le tracé proposé ne comprend pas de sites contaminés répertoriés dans l'Inventaire des sites contaminés fédéraux de 2009. Il n'existe pas non plus de contamination de sols connue le long du tracé proposé, mais les probabilités de contamination sont jugées plus élevées sur les terres antérieurement perturbées ou à proximité.

Végétation

- La majeure partie des terres privées traversées par le pipeline proposé ont été perturbées ou déboisées à des fins agricoles alors que les terres de la Couronne sont généralement couvertes de forêts.
- Les relevés des plantes exécutés dans le cadre du projet proposé ont permis d'observer des espèces végétales rares, soit trois en Alberta et cinq en Colombie-Britannique. Ils n'ont révélé aucune espèce répertoriée à l'annexe 1 de la *Loi sur les espèces en péril* (LEP), ni d'espèces répertoriées par le Comité sur la situation des espèces en péril au Canada (COSEPAC), ni d'espèces désignées en vertu de l'*Alberta Wildlife Act* ou dans la *Identified Wildlife Management Strategy* de la Colombie-Britannique.
- Aucune mauvaise herbe réglementée n'a été observée. Parmi les mauvaises herbes nuisibles, mentionnons le chardon des champs, le laiteron des champs, la matricaire inodore et le gaillet gratteron.
- Le pipeline proposé est situé dans une zone de gestion du dendroctone du pin ponderosa. En Alberta, le tracé proposé se trouve dans une zone de gestion inactive alors que le tronçon en Colombie-Britannique se trouve dans une zone de gestion d'urgence active du scolyte. NGTL a relevé deux infestations de scolyte aux alentours du tracé proposé lors des relevés de terrain effectués entre la BK 13,5 et la BK 15 et aux environs de la rivière Kiskatinaw près de la BK 60,3.

Cours d'eau et aquifères

- Le tracé proposé est situé dans les sous-bassins de la rivière Pouce Coupe et de la rivière Kiskatinaw; il traverserait 15 cours d'eau, dont le ruisseau Sergeant, la rivière Pouce Coupe, le ruisseau McQueen, la rivière Kiskatinaw et le ruisseau Fox.
- Le tracé proposé ne traverse aucun bassin versant communautaire désigné reconnu par les gouvernements de l'Alberta et de la Colombie-Britannique. Les localités de Dawson Creek, Rolla et Pouce Coupe s'approvisionnent en eau à usage domestique dans la rivière Kiskatinaw, à environ 4 km en amont du franchissement proposé. La qualité de la source d'eau de la rivière Kiskatinaw est naturellement médiocre à cause de sa turbidité élevée et du volume élevé de sédiments en suspension.
- Le tracé proposé traverse plusieurs aquifères de sable et de gravier caractérisés par une productivité modérée et une faible vulnérabilité, ainsi qu'un aquifère de substratum rocheux caractérisé par une productivité modérée et une vulnérabilité modérée.

Poisson et habitat du poisson

- Les cours d'eau qui seraient franchis en Alberta sont des tributaires du ruisseau Henderson. Ces six cours d'eau, de catégorie D, ne sont pas répertoriés, n'ont pas de période de restriction d'activités et constituent des habitats halieutiques de faible valeur.

- Le tracé proposé franchirait neuf cours d'eau en Colombie-Britannique. Quatre d'entre eux sont peuplés de poissons, de façon confirmée ou par défaut. Le ruisseau Fox et le ruisseau Sergeant font entre 1,5 m et 5,0 m de largeur. La rivière Kiskatinaw et la rivière Pouce Coupe ont plus de 20 m de largeur. Les cinq autres cours d'eau font moins de 1,5 m de largeur et sont dépourvus de poissons.
- On trouve dix espèces de poisson propices à la pêche sportive et dix-sept espèces de poisson qui ne le sont pas dans les sous-bassins de la rivière Kiskatinaw et de la rivière Pouce Coupe. Les peuplements de poissons sont composés d'espèces d'eaux froides (comme les salmonidés) et d'espèces d'eaux tempérées (comme le grand brochet). Les sous-bassins constituent des habitats importants pour plusieurs espèces indigènes de poissons d'eaux froides propices à la pêche sportive, comme l'omble à tête plate, l'ombre de l'Arctique, le ménomini de montagnes et la lotte. On trouve également dans leurs tributaires le grand brochet et diverses espèces de poisson non propices à la pêche sportive, comme le meunier, les cyprinidés et le chabot.
- Lors des études sur le terrain, on n'a relevé aucune espèce de poisson préoccupante répertoriée dans la liste de la LEP ou du COSEPAC, ou encore par une province.
- En hiver, de nombreux petits tributaires que franchirait le tracé proposé gèlent jusqu'au fond, ou sont réduits à un écoulement négligeable.

Terres humides

- Le pipeline proposé traverserait un habitat de terres humides d'environ 1,26 km, soit 1,6 % de la longueur totale du pipeline. Quatre catégories de terres humides y ont été relevées : des marécages, des eaux libres peu profondes, des tourbières et des marais.
- Il n'y a pas de zones humides d'importance internationale au sens de la Convention de Ramsar le long du pipeline proposé. Celui-ci ne rencontrerait aucune aire importante de nidification, ni de refuge d'oiseaux migrateurs ni de projet de Canards illimités associé aux terres humides.

Faune et habitat de la faune

- En Alberta, le tracé proposé traverserait des terres agricoles et des peuplements forestiers à dominance de feuillus renfermant de petites parcelles de forêt mixte. En Colombie-Britannique, il traverserait principalement des zones agricoles parsemées de restes de peuplements de forêt de feuillus ou de conifères.
- Trois espèces préoccupantes répertoriées par le COSEPAC pourraient se trouver le long du tracé proposé (c'est-à-dire que des aires de distribution connues chevauchent la zone du projet et qu'un habitat convenable se trouve sur le tracé) : la paruline du Canada (espèce menacée), le grizzly et le hibou des marais (tous deux classés comme espèces préoccupantes). Lors des relevés sur le terrain, la présence de la paruline du Canada et du hibou des marais n'a pas été observée. Des traces de grizzly ont été observées à proximité du tributaire du ruisseau Henderson près de la BK 1,1.

- En Alberta, le projet se situe à l'intérieur d'un habitat clé pour l'orignal, de la BK 0,0 à la BK 7,0, dont quelque 2,6 km sur des terres cultivées. Au plan environnemental, il n'existe pas de secteur important au chapitre de la conservation de la faune ni de parcours d'hiver des ongulés le long du tracé proposé en Alberta. On a observé la présence d'ongulés surtout dans les zones forestières. La présence d'orignaux, de wapitis et de cerfs de Virginie a été observée par intermittences tout au long du reste du tracé proposé, souvent à proximité des franchissements de cours d'eau ou des îlots de peuplements forestiers sur les terres agricoles.
- Les plus fortes densité et diversité d'espèces d'oiseaux ont été observées aux franchissements de cours d'eau dotés de zones riveraines bien développées et dans les peuplements forestiers. Six espèces d'oiseaux répertoriés par les provinces (la paruline à gorge grise, la maubèche des champs, le moucherolle tchébec, la paruline masquée, le moucherolle phébi et le grand pic) ont été observées le long du tracé proposé et dans les zones adjacentes. Les cours d'eau et les terres humides de petite dimension ayant des eaux libres adjacentes au tracé proposé servent d'habitat à la sauvagine et aux oiseaux de rivage.

Espèces fauniques en péril (répertoriées à l'annexe I de la LEP)

- Un crapaud de l'Ouest adulte a été observé le long du tracé proposé dans l'habitat forestier de plateau près de la BK 60,5. Le crapaud de l'Ouest, qui est classé dans les « espèces préoccupantes », dépend des petits étangs et lacs dépourvus de poissons pour se reproduire. On n'a relevé la présence d'aucune aire de reproduction du crapaud de l'Ouest lors du relevé de juin 2009 dans les habitats riverains et les habitats de terres humides propres à la reproduction. Le tracé proposé n'empiète sur aucun habitat essentiel connu du crapaud de l'Ouest et n'en rencontre aucun.
- Les habitats humides boisés et les peuplements d'épinette noire/de fondrière le long du tracé proposé et à proximité pourraient fournir un habitat convenable au quiscale rouilleux; cependant, on n'en a pas relevé la présence lors du relevé de juin 2009.

Qualité de l'air

- La qualité de l'air dans la presque totalité de la zone du projet est caractéristique d'une zone rurale éloignée qui n'est pas directement influencée par les émissions industrielles. Une part importante du tracé proposé traverserait des terres agricoles; à certains endroits distincts, le tracé longerait ou traverserait des routes existantes où la qualité de l'air dépend des émissions et des poussières émises par la circulation routière et les véhicules de ferme.

Environnement acoustique

- Le bruit ambiant dans la zone du projet provient essentiellement de la circulation routière et ferroviaire.

Occupation humaine et exploitation des ressources

- Le projet ne traverse aucune terre appartenant au gouvernement fédéral ou administrée par lui : en Alberta, le territoire est composé de 59 % de terres privées et de 41 % de terres de la

Couronne, et en Colombie-Britannique de 97 % de terres privées et de 3 % de terres de la Couronne.

- Des activités de pourvoirie, de piégeage et de loisir ont lieu dans la zone d'étude régionale (ZÉR) le long du tracé proposé. En Alberta, NGTL a ainsi répertorié neuf guides/pourvoyeurs titulaires d'un permis, un détenteur d'un bail de développement agricole et deux zones de piégeage enregistrées. En Colombie-Britannique, elle a relevé un guide/pourvoyeur titulaire d'un permis, un détenteur d'un bail de pâturage et deux zones de piégeage enregistrées.
- Le projet est situé dans le comté de Saddle Hills en Alberta et dans le district régional de Peace River en Colombie-Britannique. L'agriculture, l'exploitation pétrolière et gazière, le tourisme et la forêt sont les activités industrielles dominantes de ces régions.
- Quatre cours d'eau à franchir ont été jugés navigables aux termes du Programme de protection des eaux navigables de Transport sCanada, soit les rivières Pouce Coupe et Kiskatinaw ainsi que les ruisseaux Fox et Sergeant.
- L'aire protégée la plus proche est la réserve écologique de Rolla Canyon, à environ 9 km au nord de la BK 18,4, et le parc provincial Kiskatinaw, à environ 17,5 km au nord de la BK 58,4 en Colombie-Britannique.
- NGTL, l'Office et le Bureau de gestion des grands projets (BGGP) ont relevé et contacté 17 groupes autochtones en Alberta et en Colombie-Britannique susceptibles d'être touchés par le projet. Deux associations autochtones, une en Alberta et une en Colombie-Britannique, ont été répertoriées et contactées.

Utilisation des terres et des ressources à des fins traditionnelles

- Le projet proposé est situé sur des terres tant privées que publiques qui sont assujetties à la zone du Traité numéro 8. Des études sur l'usage des terres à des fins traditionnelles (UTFT) ont été entreprises pour toutes les terres de la Couronne traversées par le tracé proposé.
- En tout, sept groupes autochtones ont choisi de participer directement aux études sur l'UTFT : Première Nation de Doig River, Première Nation de Duncan's (PND), Première Nation de Kelly Lake, Kelly Lake Métis Settlement Society, Bande indienne de McLeod Lake, Northeast Métis Association et Première Nation de Sauleau (PNS). La Nation crie de Kelly Lake, pour sa part, a effectué sa propre étude sur l'UTFT dans le cadre du projet. On a relevé, dans la superficie au sol du projet ou à proximité, un certain nombre d'endroits où les terres servent à des fins traditionnelles, notamment des sites de récolte de plantes, des aires fauniques, des aires de chasse, une cabane, une piste pour charrettes, des tanières à ours et à renard, des digues et des huttes de castor. On a observé notamment une tanière à renard et une tanière à ours noir abandonnée dans l'emprise proposée.
- La zone de Saddle Hills a été jugée comme étant une zone importante pour l'utilisation des terres à des fins traditionnelles par la PND et la Première Nation de Horse Lake (PNHL). Les membres de la Kelly Lake Métis Settlement Society et de la Northeast Métis Association pratiquent activement la pêche dans la rivière Kiskatinaw.

Ressources patrimoniales, archéologiques et paléontologiques

- Sur l'ensemble du tracé proposé, une évaluation des répercussions du projet sur les ressources historiques en Alberta et une évaluation des répercussions du projet sur les ressources archéologiques en Colombie-Britannique ont été effectuées. En Alberta, aucun site archéologique précédemment inscrit n'a été repéré dans la superficie au sol du projet, et aucun nouveau site de ressources historiques n'a été trouvé. En Colombie-Britannique, aucun site archéologique précédemment inscrit n'a été repéré dans un rayon de 250 m de la superficie au sol du projet. Un site archéologique en Colombie-Britannique a pu être observé dans un champ cultivé à 130 m au nord de l'emprise proposée. Le projet ne traverserait aucun site paléontologique désigné comme tel antérieurement.

6.0 COMMENTAIRES DU PUBLIC

6.1 Enjeux liés au projet, qui ont été soulevés dans les consultations menées par l'ONÉ

Le public a saisi l'Office de plusieurs enjeux associés au projet, lesquels figurent au tableau 3. Pour consulter les documents, prière de visiter le site Web de l'ONÉ (www.neb-one.gc.ca) à l'adresse <https://www.neb-one.gc.ca/11-fre/livelink.exe?func=11&objId=439432&objAction=browse&sort=name> et de cliquer sur le numéro de pièce ou le numéro d'identification du dépôt fourni au tableau ci-dessous – le site Web de l'Office dirigera l'utilisateur vers ces documents. En l'absence d'accès à un ordinateur, il est possible d'obtenir des exemplaires des documents en s'adressant à la secrétaire de l'Office par intérim, dont les coordonnées figurent à la section 10.0.

Tableau 3 : Documents présentés à l'Office

Nom	Objet des commentaires	Date de remise	N° de pièce/ N° d'identification du dépôt
EC	<ul style="list-style-type: none">Oiseaux migratoiresEspèces en périlTerrres humides	8 septembre 2009	E-2-1 (A1L2L6)
MPO	<ul style="list-style-type: none">Franchissements par des véhiculesPoisson et habitat du poisson	10 août 2009	D-1-3 (A1K8Y3)
TC	<ul style="list-style-type: none">Franchissements de cours d'eauPréoccupations des Autochtones	31 juillet 2009 9 octobre 2009	D-4-4 (A22408) D-4-5 (A23112)
PND	<ul style="list-style-type: none">Répercussions sur l'utilisation actuelle des terres à des fins traditionnellesFragmentation de l'habitatTracéEffets cumulatifs	7 septembre 2009 17 novembre 2009	F-1-1 (A1L2K9) Transcription, vol. 1, par. 853-998 (A23691)
PNHL	<ul style="list-style-type: none">Répercussions sur l'utilisation actuelle des terres à des fins traditionnellesTracé	18 novembre 2009	Transcription, vol. 2, par. 2724-2881 (A23712)

Nom	Objet des commentaires	Date de remise	N° de pièce/ N° d'identification du dépôt
South Peace Landowners Association (SPLA)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Régénération des terres à bois ▪ Problèmes de construction propres au site ▪ Gestion des sols ▪ Protection contre la contamination des sols ▪ Protection des sources d'eau ▪ Arrêt des travaux en cas de conditions humides ▪ Dommages causés par la perturbation du sol ▪ Pertes futures ▪ Entretien et réparations 	21 juillet 2009	C-3-2 (A1K6K3)

La PND a également adressé à l'Office une demande de principe concernant la preuve à attendre des promoteurs concernant leur collaboration avec les groupes autochtones, ainsi qu'une demande pour que l'Office convoque et organise une rencontre avec les représentants des gouvernements provinciaux et fédéral, les groupes autochtones et les promoteurs du projet concernant l'évaluation et la gestion des effets cumulatifs. Ces demandes de principe, qui ont une incidence plus grande que le présent REEP, sont analysées par l'Office dans ses Motifs de décision.

6.2 Enjeux liés au projet qui ont été soulevés lors des consultations menées par NGTL

NGTL a consulté ou contacté un certain nombre de parties intéressées et susceptibles d'être touchées par le projet, notamment le public en général, la SPLA, des groupes autochtones ainsi que des organismes fédéraux, provinciaux et locaux. Les questions soulevées par ces personnes ou groupes ont permis de cerner des effets environnementaux négatifs éventuels et d'élaborer des mesures d'atténuation. Ces effets ont été classés par élément environnemental et par partie intéressée. L'information et les préoccupations soulevées dans les présentations ont été incorporées dans la section 8.0 du présent REEP. Le détail des programmes de consultation du public et des Autochtones par NGTL sera exposé dans les Motifs de décision.

6.3 Commentaires reçus par l'ONÉ concernant l'ébauche de REEP

Après la publication de l'ébauche du REEP, un certain nombre de commentaires ont été reçus d'EC, de TC, de MPO, de la PND et de la PNS. NGTL a elle aussi présenté des commentaires, notamment des réponses à d'autres commentaires. Les documents ainsi soumis peuvent être consultés sur le site Web de l'Office (www.neb-one.gc.ca) à l'adresse <https://www.neb-one.gc.ca/ll-eng/livelink.exe?func=ll&objId=555680&objAction=browse&sort=-name> et en choisissant le dossier « Environmental Screening Report ». L'annexe 1 résume ces commentaires.

7.0 MÉTHODE D'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE EMPLOYÉE PAR L'ONÉ

Pour évaluer les effets environnementaux du projet, l'ONÉ a utilisé une approche axée sur les enjeux. Tel qu'indiqué à la section 8.2, l'ONÉ a relevé les interactions susceptibles de survenir entre les activités du projet proposé et les composantes environnementales avoisinantes. L'Office a également examiné les accidents et défaillances qui pourraient se produire en rapport avec le projet ainsi que tout changement que l'environnement pourrait exiger d'apporter au projet. Si aucune interaction n'était à prévoir entre le projet et une composante environnementale donnée, il n'a pas été jugé nécessaire de poursuivre l'examen de cette composante. De même, il n'a pas jugé bon d'analyser plus en détail les interactions qui entraîneraient des effets positifs ou celles qui n'auraient aucun effet. Dans les cas où les effets éventuels du projet étaient incertains, ils ont été inclus dans la catégorie des effets environnementaux négatifs éventuels.

La section 8.3 résume les normes de conception et pratiques courantes auxquelles NGTL aura recours pour atténuer la plupart des effets environnementaux négatifs éventuels.

La section 8.4 présente une analyse plus détaillée de certains effets environnementaux négatifs éventuels, choisis en raison des préoccupations qu'ils soulèvent dans le public, de la nécessité de recourir à des normes de conception ou des mesures d'atténuation spéciales ou de l'importance relative des éléments en question dans le contexte de la demande de NGTL. L'analyse précise en quoi consistent les mesures d'atténuation, les critères utilisés pour évaluer l'importance des effets (définis dans le tableau 4 ci-dessous), les programmes de surveillance et (ou) de suivi requis, de même que l'opinion de l'Office et toute recommandation visant spécifiquement l'enjeu en question.

La section 8.5 traite des effets cumulatifs, la section 8.6 des programmes de suivi et la section 8.7 des conditions recommandées pour toute approbation subséquente du projet.

Tableau 4 : Définition des critères d'importance

Critère	Cote	Définition
Tous les critères	Incertain	Descripteur utilisé lorsque aucune autre cote ne s'applique en raison d'un manque d'information ou de l'incapacité à prédire l'effet.
Fréquence	Cas isolé/rare	Se produit une seule fois durant une étape du cycle de vie du projet.
	Plusieurs fois/Fréquent	Se produit plusieurs fois durant une étape du cycle de vie du projet.
	Continu	Se produit tout au long d'une étape du cycle de vie du projet.
Durée	Court terme	Effet environnemental négatif dont la durée est de l'ordre de plusieurs mois et (ou) est limitée à la période de construction proposée.
	Moyen terme	Effet environnemental négatif dont la durée est de l'ordre de quelques années.
	Long terme	Effet environnemental négatif qui serait évident tout au long de l'exploitation prévue du pipeline ou même après.
Réversibilité	Réversible	Effet environnemental négatif qui devrait se résorber (retour aux conditions de base) avant la fin de la vie utile du projet.

Critère	Cote	Définition
	Possible	Effet environnemental négatif qui peut ou non se résorber (retour aux conditions de base) avant la fin de la vie utile du projet.
	Irréversible	Effet environnemental négatif qui serait permanent ou ne serait réversible qu'après la fin de la vie utile du projet.
Étendue géographique	Zone d'implantation du projet (ZIP)	Emprise de 39 m pour la construction et l'aire de travail temporaire associée à la construction du pipeline, des voies d'accès et des installations connexes, telles des stations de pompage.
	Zone d'évaluation locale (ZÉL)	Comprend la ZIP ainsi qu'une zone tampon de 500 m de chaque côté de l'emprise. Dans certains cas, la ZIP est aussi la ZÉL.
	Zone d'évaluation régionale (ZÉR)	Varie selon chaque discipline et peut comprendre des sous-régions naturelles, des domaines vitaux d'espèces fauniques ou un bassin atmosphérique.
Ampleur	Faible	Un effet environnemental négatif aurait une incidence négligeable sur les éléments physiques (p. ex., les sols et le terrain), biophysiques (p. ex., la végétation, la faune, la pêche, la qualité de l'air) ou sociaux (p. ex., la santé humaine, l'utilisation des terres à des fins traditionnelles, les ressources patrimoniales, les niveaux de bruit ambiant). L'effet aurait des répercussions sur la qualité de vie de certaines gens, mais les gens s'adaptent généralement ou s'habituent, et l'effet est largement accepté par la société.
	Modérée	L'effet environnemental négatif aurait une incidence locale sur des éléments physiques, biophysiques ou sociaux. L'effet aurait des répercussions sur la qualité de vie des gens mais il est généralement accepté par la société.
	Élevée	L'effet environnemental négatif aurait une incidence régionale sur des éléments physiques, biophysiques ou sociaux. L'effet aurait une incidence sur la qualité de vie des gens, causerait un stress durable et n'est généralement pas accepté par la société sauf en cas de circonstances atténuantes.
Évaluation de l'importance	Susceptible d'être important	Effets de fréquence élevée, de longue durée, d'étendue régionale et d'ampleur élevée.
	Pas susceptible d'être important	Tout effet négatif ne répondant pas aux critères d'importance précités.

8.0 ANALYSE DES EFFETS ENVIRONNEMENTAUX

8.1 Tracé du pipeline

Les tracés de rechange du pipeline étaient limités par deux points de contrôle principaux : le point de contrôle de fin, qui est raccordé à l'actuel réseau de l'Alberta de TransCanada (SO 2-12-79-12 S6M), et le point de raccordement des producteurs à la station de comptage au point de réception Groundbirch proposée (SO 2-3-79-19 W6M). Les points de contrôle secondaires étaient des lieux de franchissement de cours d'eau réalisables sur la rivière Pouce Coupe, la rivière Kiskatinaw, le ruisseau Sergeant et le ruisseau Fox. Des options de tracés préliminaires ont été élaborées à l'intérieur des corridors qui paraissaient réalisables. NGTL a relevé quatre corridors de rechange, qui partageaient un corridor central commun sur environ

25,5 km du projet. La partie orientale du corridor a été partagée en deux corridors de rechange, les corridors Nord et Sud de l'Alberta, et la partie occidentale du corridor a été partagée en corridors Nord et Sud de la Colombie-Britannique.

NGTL a chargé une équipe de projet pluridisciplinaire d'examiner les options de tracés préliminaires à l'intérieur des corridors répertoriés. L'équipe a tenu compte des critères suivants pour l'établissement du tracé : limites territoriales du lieu, terrain, utilisation des terres, impact environnemental, corridors de l'emprise, franchissements, ressources patrimoniales, sites de valeur intermédiaire, accès, calendrier de construction, agrandissement futur du réseau, coûts, et participation des parties prenantes externes et internes et participation des Autochtones.

L'option du corridor Sud a été proposée dans les deux cas comme étant le corridor préféré. Le corridor Nord de l'Alberta a été rejeté par NGTL en raison de l'opposition des propriétaires fonciers et des communautés, de sorte qu'elle ne pouvait accéder aux terres pour procéder à l'évaluation du tracé. NGTL a également rejeté le corridor Nord de la Colombie-Britannique en raison des préoccupations des propriétaires fonciers, du fait que le tracé était plus long et que les franchissements de cours d'eau étaient moins satisfaisants.

NGTL a effectué une évaluation biophysique et réalisé des travaux connexes sur le terrain dans un territoire s'étendant, au minimum, sur 50 m de chaque côté du centre du tracé général demandé pour le pipeline. Si le projet était approuvé, NGTL serait tenue d'établir et de déposer des PPLR relatifs à un tracé détaillé du pipeline. En plus de devoir déposer ces documents, NGTL devra en signifier un avis aux propriétaires fonciers et au public, et l'Office devra en faire l'examen et éventuellement les approuver, avec ou sans conditions.

Dans l'éventualité d'un tracé détaillé proposé qui se trouverait à l'extérieur de la zone d'évaluation de 100 m, afin d'atténuer davantage les effets du projet ou d'éviter des incidences sur l'environnement, l'Office obligerait NGTL à lui fournir une information suffisante qui, moyennant son approbation du tracé détaillé et les conditions qu'il pourrait imposer, lui permettrait de s'assurer que les effets environnementaux liés au tracé détaillé approuvé du pipeline ne sont pas importants, si jamais il y en avait. Pour plus de détails, voir la recommandation B à la section 8.7.

8.2 Interactions entre le projet et l'environnement

Le tableau 5 décrit les effets environnementaux négatifs éventuels du projet.

Table 5 : Interaction avec le projet

Composante environnementale	Interaction avec le projet O/N/I	Description de l'interaction (comment, quand, où)	Type d'effet éventuel P/Neutre/Nég.	Effet environnemental négatif éventuel	Application d'une méthode d'atténuation courante
Environnement physique (stabilité du terrain)	O	<ul style="list-style-type: none"> Déboisement, terrassement et remblayage le long de l'emprise 	Nég.	<ul style="list-style-type: none"> Instabilité du terrain 	O
	O	<ul style="list-style-type: none"> Déboisement, décapage, terrassement et remblayage le long de l'emprise Utilisation d'engins et de véhicules de construction 	Nég.	<ul style="list-style-type: none"> Altération de la topographie locale 	O
Sol et productivité du sol	O	<ul style="list-style-type: none"> Déboisement, décapage, terrassement et remblayage le long de l'emprise Utilisation d'engins et de véhicules de construction 	Nég.	<ul style="list-style-type: none"> Diminution de la productivité du sol sur les terres agricoles et forestières en raison du mélange de la couche végétale et du sous-sol, du mélange avec le sous-sol salin, de la compaction et de la formation d'ornières, de l'érosion due au vent de surface et à l'eau, de la subsidence de la tranchée 	Voir la section 8.4.1
	O	<ul style="list-style-type: none"> Déboisement, décapage, construction et exploitation le long de l'emprise Utilisation d'engins et de véhicules de construction Entretien de l'emprise pendant l'exploitation 	Nég.	<ul style="list-style-type: none"> Propagation de la hernie des crucifères Contamination des sols 	Voir la section 8.4.1
Végétation	O	<ul style="list-style-type: none"> Déboisement, décapage, construction et exploitation le long de l'emprise Utilisation d'engins et de véhicules de construction Entretien de l'emprise pendant l'exploitation 	Nég.	<ul style="list-style-type: none"> Perte ou altération de la végétation indigène, de communautés écologiques rares et de plantes rares Altération de la végétation importante pour la faune Introduction et propagation de mauvaises herbes non indigènes ou envahissantes Propagation du dendroctone du pin ponderosa / du scolyte 	Voir la section 8.4.1 O O O O O O
	O	<ul style="list-style-type: none"> Déboisement, décapage, construction et exploitation le long de l'emprise Utilisation d'engins et de véhicules de construction Entretien de l'emprise pendant l'exploitation 	Nég.	<ul style="list-style-type: none"> Propagation du dendroctone du pin ponderosa / du scolyte 	Voir la section 8.4.2 O

Biophysique

Composante environnementale	Interaction avec le projet O/N/I	Description de l'interaction (comment, quand, où)	Type d'effet éventuel P/Neutre/Nég.	Effet environnemental négatif éventuel	Application d'une méthode d'atténuation courante
				<ul style="list-style-type: none"> * Enlèvement d'arbres ornementaux, de brise-vent * Perte de bois d'œuvre récupérable * Perte d'habitat riverain 	<p>O</p> <p>Voir la section 8.4.2</p> <p>O</p> <p>O</p> <p>Voir la section 8.4.2</p>
Qualité et quantité d'eau	O	<ul style="list-style-type: none"> * Déboisement, décapage, terrassement, creusement et remblayage le long de l'emprise * Utilisation d'engins et de véhicules de construction * Retraits d'eau et rejets d'eau lors des essais hydrostatiques 	Nég.	<ul style="list-style-type: none"> * Modification du régime naturel de l'eau de surface * Perturbation de l'écoulement fluvial * Réduction de la qualité des eaux de ruissellement * Réduction de la qualité des eaux souterraines * Perturbation des sources 	<p>O</p> <p>O</p> <p>O</p> <p>O</p> <p>O</p> <p>Voir la section 8.4.3</p> <p>O</p>
Poisson et habitat du poisson	O	<ul style="list-style-type: none"> * Déboisement, décapage, terrassement, creusement et remblayage le long de l'emprise * Utilisation d'engins et de véhicules de construction * Retraits d'eau et rejets d'eau lors des essais hydrostatiques * Utilisation des boîtes de forage lors des franchissements sans tranchée 	Nég.	<ul style="list-style-type: none"> * Mortalité du poisson et perturbation ou altération de l'habitat du poisson découlant de la perturbation de l'habitat riverain * Perte et altération de l'habitat dans les cours d'eau * Augmentation des concentrations de sédiments en suspension dans la colonne d'eau * Rejet des boîtes de forage * Augmentation de l'accès au poisson et à l'habitat du poisson * Blocage des déplacements du poisson 	<p>O</p> <p>O</p> <p>O</p> <p>O</p> <p>O</p> <p>O</p>

Composante environnementale	Interaction avec le projet O/N/I	Description de l'interaction (comment, quand, où)	Type d'effet éventuel P/Neutre/Nég.	Effet environnemental négatif éventuel	Application d'une méthode d'atténuation courante
				<ul style="list-style-type: none"> ▪ Transfert d'organismes aquatiques d'un bassin à un autre ▪ Contamination résultant des déversements ▪ Détérioration, destruction ou perturbation de l'habitat du poisson 	<ul style="list-style-type: none"> ○ ○ ○
Terres humides	○	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Déboisement, terrassement, creusement et remblayage le long de l'emprise ▪ Utilisation d'engins et de véhicules de construction 	Nég.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Altération des terres humides (des fonctions hydrologiques et de la qualité de l'eau) ▪ Contamination résultant des déversements 	<ul style="list-style-type: none"> ○ ○ <p>Voir la section 8.4.4</p> <p>Voir la section 8.4.5</p>
Faune et habitat de la faune	○	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Déboisement, terrassement, creusement et remblayage le long de l'emprise ▪ Utilisation d'engins et de véhicules de construction 	Nég.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Perte ou altération de l'habitat ▪ Obstacles aux déplacements de la faune ▪ Perturbation de la connectivité des habitats ▪ Perturbation sensorielle durant la construction ▪ Mortalité faunique 	<ul style="list-style-type: none"> ○ ○ ○ ○ ○ <p>Voir la section 8.4.6</p> <p>Voir la section 8.4.6</p> <p>Voir la section 8.4.6</p>
Espèces en péril (répertoriées à l'annexe I de la LEP fédérale)	○	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Déboisement, terrassement, creusement et remblayage le long de l'emprise ▪ Utilisation d'engins et de véhicules de construction 	Nég.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mortalité du crapaud de l'Ouest ou altération de l'habitat du crapaud de l'Ouest durant la construction ▪ Altération de l'habitat du quiscala romilleux durant la construction 	<ul style="list-style-type: none"> ○ ○ <p>Voir la section 8.4.7</p> <p>Voir la section 8.4.7</p>

	Composante environnementale	Interaction avec le projet O/N/I	Description de l'interaction (comment, quand, où)	Type d'effet éventuel P/Neutre/Nég.	Effet environnemental négatif éventuel	Application d'une méthode d'atténuation courante
Qualité de l'air	O	O	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Utilisation d'engins et de véhicules de construction ▪ Combustion des déchets d'abatage ▪ Activités d'exploitation et d'entretien du pipeline 	Nég.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Augmentation des émissions de gaz à effet de serre et des émissions atmosphériques ▪ Augmentation des poussières et des fumées libres durant la construction 	O
			<ul style="list-style-type: none"> ▪ Hausse de la circulation de véhicules ▪ Transport de la main-d'œuvre et des matériaux jusqu'au chantier ▪ Préparation du site (déboisement, terrassement, creusement et remblayage le long de l'emprise) ▪ Construction de routes et de ponts temporaires et permanents ▪ Fuites ou déversements durant la construction et l'exploitation ▪ Essais hydrostatiques 	Nég.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Perte ou perturbation des élevages de bovins résultant de la contamination des sols, de l'eau et des eaux souterraines (voir Accidents / Défaillances ci-dessous) ▪ Perturbation des activités de pourvoierie, de piégeage et de loisir 	O
Occupation humaine/ exploitation des ressources	O	O		Nég.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Perturbation de l'utilisation des puits d'eau 	O
				Nég.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Obstruction de la navigation sur les cours d'eau et incidence sur la sécurité fluviale ▪ Plus grand accès 	O
Ressources patrimoniales	O		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Activités de déboisement et de 	Nég.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Perturbation ou destruction de ressources patrimoniales non encore découvertes 	O

Socioéconomique

Composante environnementale	Interaction avec le projet O/N/I	Description de l'interaction (comment, quand, où)	Type d'effet éventuel P/Neutre/Nég.	Effet environnemental négatif éventuel	Application d'une méthode d'atténuation courante
Usage des terres et des ressources à des fins traditionnelles	O	construction		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Perte ou perturbation de ressources patrimoniales connues ▪ Perturbation de ressources paléontologiques 	O
		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Préparation du site (déboisement, terrassement, creusement et remblayage le long de l'emprise) ▪ Construction de routes temporaires et permanentes ▪ Activités d'exploitation et d'entretien ▪ Travaux de construction aux points de franchissement des cours d'eau au moyen de méthodes d'urgence 	Nég.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Perte ou altération de sites autochtones utilisés à des fins traditionnelles (p. ex., lieux d'habitation, lieux de cueillette, lieux sacrés) 	Voir la section 8.4.8
Bien-être social et culturel	O	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Hausse de la circulation de véhicules ▪ Augmentation de la main-d'œuvre et du nombre de travailleurs migrants 	Nég.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Perturbation d'activités traditionnelles ou privation de la possibilité de les exercer ▪ Obstruction de la navigation sur les cours d'eau et incidence sur la sécurité fluviale 	O
		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Bruit et émissions atmosphériques durant la construction 	Nég.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Augmentation des mouvements de circulation et perturbation ▪ Changement dans la disponibilité de logement commercial durant la construction ▪ Altération de la vie communautaire durant la construction ▪ Augmentation de la nuisance acoustique et des émissions atmosphériques durant la construction et l'exploitation 	O
Santé humaine/aspects esthétiques	O				O

Composante environnementale	Interaction avec le projet O/N/I	Description de l'interaction (comment, quand, où)	Type d'effet éventuel P/Neutre/Nég.	Effet environnemental négatif éventuel	Application d'une méthode d'atténuation concrète
Autres		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Utilisation d'engins et de véhicules de construction ▪ Activités d'entretien du pipeline 		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Altération du sentiment de sécurité ▪ Altération du paysage 	<ul style="list-style-type: none"> ○ ○
	Accidents/défaillances	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Damage aux installations de service public et aux pipelines ▪ Déversement de matières dangereuses durant la construction ▪ Rupture du pipeline ▪ Incendie ▪ Rejet de boues de forage lors des franchissements sans tranchée. ▪ Accidents de transport ▪ Rupture de conduite appartenant à un tiers 	Nég.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Perturbation des lignes de transport et des pipelines ▪ Contamination ou altération : <ul style="list-style-type: none"> ▪ de la productivité du sol ▪ de la qualité des eaux de surface et des eaux souterraines ▪ du poisson et de l'habitat du poisson ▪ de la fonction des terres humides ▪ des communautés végétales et écologiques ▪ des activités agricoles ▪ de la faune et de l'habitat de la faune ▪ de la santé des animaux d'élevage ▪ de la santé humaine 	<ul style="list-style-type: none"> ○ ○
Effets de l'environnement sur le projet	○	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Inondations ▪ Érosion ▪ Faune ▪ Changement climatique 	Nég.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Perte du couvert au-dessus du pipeline ▪ Perturbation des activités de construction ▪ Effets sur le calendrier ou les activités d'entretien 	<ul style="list-style-type: none"> ○ ○ ○

Légende : O (Oui); N (Non); I (Incertain); Pos. (Positif); Neutre; Nég. (Négatif)

8.3 Mesures d'atténuation courantes

Les effets environnementaux et socioéconomiques négatifs éventuels qu'il y a lieu d'atténuer au moyen de mesures d'atténuation courantes sont présentés dans l'ÉES de NGTL, dans son plan de protection de l'environnement (PPE), dans les documents présentés ultérieurement et dans les cartes-tracés environnementales.

Plusieurs mesures d'atténuation ont été proposées pour éviter ou pour réduire au minimum les effets du projet, notamment : éviter les effets grâce au choix éclairé du tracé, planifier le calendrier des activités de manière à éviter les périodes sensibles, élaborer des mesures d'atténuation en fonction de problèmes propres au site et de problèmes généraux, mener des inspections pendant la construction pour garantir que les mesures d'atténuation sont appliquées et efficaces, et mener des inspections durant les activités d'entretien pendant l'exploitation du réseau pipelinier. Ces mesures fournissent à l'Office une base suffisante pour évaluer les effets environnementaux négatifs éventuels, et elles répondent à l'objectif qui est d'atténuer ces effets.

Par mesure d'atténuation courante, on entend une exigence technique ou une pratique, mise au point par l'industrie ou prescrite par un organisme gouvernemental, qui a été employée avec succès antérieurement et qui répond aux attentes de l'ONÉ.

L'Office recommande à NGTL de déposer un PPE à jour et de tenir un registre de suivi des engagements pour s'assurer que toutes les mesures d'atténuation proposées dans sa demande, dans les autres documents déposés et dans les engagements pris lors de l'audience publique orale soient respectées. Pour plus de détails, voir les recommandations C et D à la section 8.7.

TC est d'avis que si NGTL respecte toutes les conditions et prend toutes les mesures d'atténuation imposées pour obtenir les approbations, permis et autorisations à l'égard de ce projet, il ne devrait pas y avoir d'impacts environnementaux négatifs éventuels importants. Toute mesure de remplacement ou modification aux exigences liées aux franchissements et précisées dans les approbations, permis et autorisations doit être examinée et/ou approuvée aux termes du Programme de protection des voies navigables de TC avant le début des travaux de construction.

L'ONÉ estime que si NGTL, dans le cadre du projet, se conforme aux normes de conception et aux mesures d'atténuation courantes mentionnées plus haut, aux engagements qu'elle a pris lors de l'audience publique orale et aux recommandations énoncées à la section 8.7 du REEP, les effets environnementaux négatifs éventuels ne sont pas susceptibles d'être importants.

8.4 Analyse détaillée des effets environnementaux négatifs éventuels

Les tableaux qui suivent présentent une analyse détaillée de chaque effet environnemental négatif éventuel qui préoccupe le public, nécessite des mesures d'atténuation particulières, fait intervenir des programmes de surveillance ou exige l'application de recommandations propres à l'enjeu en question.

L'analyse expose ces mesures d'atténuation, les cotes de critères utilisés pour évaluer l'importance des effets, les programmes de surveillance, l'opinion de l'ONÉ et ses recommandations concernant l'enjeu.

8.4.1 Sol et productivité du sol

Enjeux	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Diminution de la productivité du sol sur les terres agricoles et forestières ▪ Propagation de la hernie des crucifères ▪ Contamination des sols
Contexte/Enjeux	<p>Le rapport d'ÉE de NGTL indique que le projet est susceptible d'avoir des effets négatifs sur le sol et la productivité du sol en raison du mélange de la couche végétale avec le sous-sol, du contact des couches inférieures salines du sous-sol avec les couches supérieures du sous-sol, de la difficulté de revégétalisation en raison de l'érosion due au vent et à l'eau, de l'érosion de la couche végétale, de la subsidence de la tranchée ou du sommet, et de la baisse de la productivité du sol découlant des activités d'exploitation et d'entretien.</p> <p>La SPLA a dit souhaiter que soient mis en œuvre des moyens de construction et des mesures d'atténuation appropriés afin de réduire au minimum les dommages aux sols vierges et vulnérables et que leurs terres soient protégées contre l'importation de maladies et de mauvaises herbes, par exemple, et contre la contamination. La SPLA a indiqué que, dans l'éventualité où NGTL exécuterait des travaux dans des conditions de terrain humide, la planification du projet prévoit des méthodes de construction techniquement réalisables afin de réduire au minimum les dommages au sol.</p>
Mesures d'atténuation	<p>NGTL s'est engagée à avoir sur place, durant la construction du pipeline, des inspecteurs de l'environnement (IE) ayant de l'expérience avec les sols et connaissant les enjeux des sols. Dans l'éventualité où les IE ne se sentiraient pas en mesure d'évaluer la situation à cause de conditions particulières, NGTL consulterait un spécialiste des sols. Parmi ces conditions, mentionnons l'érosion due à l'eau ou au vent, un sol détrempe/dégelé, des sous-sols pierreux et une séparation des couleurs médiocre.</p> <p>NGTL s'est engagée à mettre en œuvre les plans d'urgence et de gestion suivants pour empêcher le mélange des sols durant les opérations de récupération et en cas de contamination :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Plan d'urgence en cas de manipulation des sols ▪ Plan d'urgence en cas d'érosion du sol ▪ Plan d'urgence en cas de déversement ▪ Plan d'urgence en cas de sol détrempe/dégelé ▪ Plan d'urgence en cas de conditions météorologiques défavorables ▪ Plan de gestion de la circulation durant la construction ▪ Plan de gestion de la hernie des crucifères
Programmes de surveillance	<p>Durant la première saison de croissance suivant la construction, des échantillons de sol seraient prélevés, s'il y a lieu, aux endroits le long de l'emprise relevés lors du premier rapport postérieur à la construction comme présentant des problèmes, et là où des problèmes de remise en état ont été relevés lors des consultations avec les propriétaires fonciers, dans les rapports d'exploitation et d'entretien ou à la faveur d'opérations de reconnaissance aérienne et terrestre. Les observations et les mesures pour évaluer le succès de la remise en état du site seraient recueillies et documentées.</p> <p>Le nombre de sites échantillonnés le long de l'emprise et la distance entre les sites seraient déterminés par le spécialiste en remise en état des sols qui recueille les échantillons. On prévoit que l'échantillonnage serait plus fréquent dans les zones au paysage complexe et moins fréquent dans les zones au paysage homogène. Exemples de critères d'évaluation :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ indications visuelles laissant présumer un problème potentiel ▪ variation du paysage ▪ changements dans les méthodes de construction ▪ changements dans la composition des espèces végétales ▪ changements dans l'humidité du sol

	Lorsque l'évaluation aura permis de cerner des problèmes, tous les efforts nécessaires seront déployés pour mettre en œuvre des mesures d'atténuation le plus tôt possible. Les problèmes qui ne peuvent pas être atténués sur-le-champ seraient documentés dans une Liste de suivi des problèmes environnementaux en vue de la mise en œuvre d'un programme de surveillance et de suivi, dès que la situation le permettrait.					
Opinion de l'ONÉ	L'Office estime que, pourvu que soient mises en œuvre les mesures d'atténuation et les procédures énoncées dans la demande de NGTL et dans ses dépôts ultérieurs, jumelées à l'engagement de NGTL de mettre en œuvre un programme de surveillance postérieur à la construction, il est possible d'atténuer efficacement la contamination des sols et la perte de productivité du sol. L'ONÉ recommande que, si la demande devait être approuvée, NGTL soit tenue de confirmer qu'un spécialiste des sols dûment qualifié est en disponibilité durant les activités de construction et que les rapports de surveillance postérieure à la construction (SPC) soient déposés auprès de l'Office. Pour plus de détails, voir les recommandations G et M à la section 8.7.					
Évaluation de l'importance	Fréquence	Durée	Réversibilité	Étendue géographique	Ampleur	
	Cas isolé	Court terme à moyen terme	Réversible	ZIP	Faible	
	Effet négatif					
	N'est pas susceptible de causer des effets environnementaux négatifs importants.					

8.4.2 Végétation

Enjeux	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Perte ou altération de végétation indigène, de communautés écologiques rares et de plantes rares ▪ Introduction et propagation de mauvaises herbes non indigènes ou envahissantes ▪ Enlèvement d'arbres ornementaux, de brise-vent ▪ Perte d'habitat riverain
Contexte/Enjeux	<p>NGTL a relevé trois espèces de plantes rares en Alberta et cinq espèces de plantes rares en Colombie-Britannique le long du tracé pipelinier proposé.</p> <p>Lors des relevés effectués en 2008 et 2009, on a observé des mauvaises herbes nuisibles, dont le chardon des champs, le laiteron des champs, la matricaire inodore et le gaillet gratteron.</p> <p>La SPLA a exprimé sa préoccupation à l'égard de la détérioration ou la destruction d'arbres esthétiquement et commercialement viables durant la construction.</p>
Mesures d'atténuation	<p>NGTL s'est engagée à :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ mettre en œuvre un plan de gestion des mauvaises herbes; ▪ mettre en œuvre un plan d'urgence pour découvrir des espèces de plantes et des communautés écologiques préoccupantes. Si des espèces de plantes vasculaires rares ou des communautés écologiques rares étaient découvertes sur l'emprise proposée, NGTL mettrait en œuvre au moins une des mesures d'atténuation suivantes : rétrécir l'emprise, réaligner le tracé ou changer le côté des travaux, forer au-dessous de la population locale, couvrir temporairement le site de nattes géotextiles ou de tapis biodégradables, propager les plantes rares ou transplanter les plantes individuelles dans un habitat équivalent. ▪ des plans d'atténuation propres aux sites pour les communautés de plantes rares observées lors des relevés effectués sur le terrain. Ces plans seraient incorporés dans le PPE. ▪ couper les arbres de petites dimensions et les arbustes au niveau du sol et laisser intact le tapis végétal dans la mesure du possible pour limiter la perturbation des systèmes racinaires de la végétation basse et faciliter la régénération rapide des arbustes; ▪ rétablir la végétation indigène dans les zones perturbées de l'emprise proposée en

	<p>ensemencant celles qui ne sont pas en milieu humide avec des espèces indigènes, en transplantant les arbustes vivants récupérés des travaux de déboisement exécutés dans l'emprise ou à proximité, et en plantant des espèces d'arbres indigènes là où c'est pertinent en consultation avec les organismes de réglementation provinciaux. NGTL laisserait la régénération naturelle faire son œuvre là où le potentiel d'érosion est inexistant.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ nettoyer tout l'équipement de construction avant son arrivée au site et limiter le nombre de passages dans les zones infestées de mauvaises herbes. NGTL nettoierait l'équipement ayant servi au déboisement ou au décapage aux endroits répertoriés comme ayant des infestations de mauvaises herbes nocives avant de le déplacer vers la prochaine parcelle de terre. Les tas de terre végétale seraient surveillés afin d'empêcher la croissance des mauvaises herbes. ▪ sauvegarder les arbres ornementaux et les brise-vent dans toute la mesure du possible, si le propriétaire foncier le demande. ▪ Poser des clôtures le long des secteurs riverains en consultation avec MPO pour éviter ou réduire au minimum le passage des bêtes et des personnes. 										
Surveillance	<p>NGTL s'est engagée à mettre en œuvre un programme de SPC d'une durée de cinq ans pour déterminer l'état des questions environnementales non résolues, comme l'ensemencement, la revégétalisation et la croissance des mauvaises herbes. Elle continuerait de surveiller les questions non encore résolues au-delà du terme de cinq ans jusqu'à ce que celles-ci le soient. Le détail du programme de surveillance n'est pas définitif, mais il reposerait sur le principe voulant que le succès de la remise en état du terrain soit mesuré par rapport aux conditions représentatives du site (p. ex., adjacentes au site) tout en tenant compte de la situation de la remise en état au moment de l'évaluation.</p>										
Opinion de l'ONÉ	<p>L'Office estime que, compte tenu de la mise en œuvre des mesures d'atténuation propres au projet proposées par NGTL, jumelée à la recommandation de l'ONÉ voulant que NGTL mette en œuvre toutes les mesures de protection de l'environnement et toutes les mesures d'atténuation énoncées dans sa demande et ses dépôts ultérieurs, le projet n'est pas susceptible d'entraîner des effets environnementaux négatifs importants sur la végétation. De plus, l'ONÉ recommande que, si le projet devait être autorisé, NGTL soit tenue de déposer un plan détaillé de gestion des mauvaises herbes et des rapports de SPC. Pour plus de détails, voir les recommandations L et m à la section 8.7.</p>										
Évaluation de l'importance	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 15%;">Fréquence</th> <th style="width: 15%;">Durée</th> <th style="width: 15%;">Réversibilité</th> <th style="width: 15%;">Étendue géographique</th> <th style="width: 15%;">Ampleur</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: center;">Cas isolé</td> <td style="text-align: center;">De court à long terme</td> <td style="text-align: center;">Réversible</td> <td style="text-align: center;">ZIP</td> <td style="text-align: center;">De faible à moyenne</td> </tr> </tbody> </table> <p>Effet N'est pas susceptible de causer des effets environnementaux négatifs importants.</p>	Fréquence	Durée	Réversibilité	Étendue géographique	Ampleur	Cas isolé	De court à long terme	Réversible	ZIP	De faible à moyenne
Fréquence	Durée	Réversibilité	Étendue géographique	Ampleur							
Cas isolé	De court à long terme	Réversible	ZIP	De faible à moyenne							

8.4.3 Eau et qualité de l'eau

Enjeux	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Diminution de la qualité des eaux souterraines
Contexte/Enjeux	<p>Le projet risque de diminuer la qualité des eaux souterraines par suite du rejet de boues de forage et de la perturbation des débits des puits d'eau.</p> <p>La SPLA s'est dite préoccupée par la protection des sources d'eaux souterraines pour la consommation humaine et celle des animaux d'élevage et par l'irrigation durant la construction et l'exploitation du pipeline.</p>

Mesures d'atténuation	<ul style="list-style-type: none"> ▪ NGTL s'est engagée à l'égard de mesures de prévention des déversements et : <ul style="list-style-type: none"> ▪ d'un plan d'urgence en cas de déversement ▪ d'un plan d'urgence en cas de rejet de boues de forage dans les cours d'eau ▪ S'il était établi que les aquifères sont touchés par les activités de construction, les ingénieurs de NGTL vérifieraient l'intégrité du pipeline dans les environs de l'aquifère afin d'éviter ou de réduire au minimum les répercussions sur la quantité d'eau de l'aquifère et sur sa qualité. ▪ Si les débits d'eau devaient être perturbés, les puits seraient remplacés et, s'il y a lieu, l'approvisionnement en eau serait assuré au propriétaire foncier jusqu'à ce que le puits de remplacement soit opérationnel. 																				
Programmes de surveillance	NGTL mettrait en œuvre des plans de surveillance de la qualité de l'eau pour contrôler le comportement des sédiments durant les travaux de construction dans les cours d'eau à certains franchissements, dont ceux de la rivière Pouce Coupe et de la rivière Kiskatinaw, afin de ne pas dépasser les normes fédérales et provinciales en ce qui concerne la quantité de solides en suspension, et pour surveiller les premiers signes d'éventuels problèmes durant la construction. Si la surveillance révèle que les sédiments s'approchent des valeurs de seuil, les surveillants de l'environnement de NGTL avertiraient les IÉ et travailleraient avec eux pour élaborer des mesures correctives.																				
Opinion de l'ONÉ	L'Office estime que, compte tenu des mesures d'atténuation proposées par NGTL dans sa demande et dans son PPE, le projet n'est pas susceptible d'entraîner des effets environnementaux négatifs importants sur les sources d'eaux souterraines.																				
Évaluation de l'importance	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Fréquence</th> <th>Durée</th> <th>Réversibilité</th> <th>Étendue géographique</th> <th>Ampleur</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Cas isolé</td> <td>Court terme</td> <td>Réversible</td> <td>ZÉL</td> <td>Faible</td> </tr> <tr> <td colspan="5">Effet négatif</td> </tr> <tr> <td colspan="5">N'est pas susceptible de causer des effets environnementaux négatifs importants.</td> </tr> </tbody> </table>	Fréquence	Durée	Réversibilité	Étendue géographique	Ampleur	Cas isolé	Court terme	Réversible	ZÉL	Faible	Effet négatif					N'est pas susceptible de causer des effets environnementaux négatifs importants.				
Fréquence	Durée	Réversibilité	Étendue géographique	Ampleur																	
Cas isolé	Court terme	Réversible	ZÉL	Faible																	
Effet négatif																					
N'est pas susceptible de causer des effets environnementaux négatifs importants.																					

8.4.4 Poisson et habitat du poisson

Enjeux	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Détérioration, destruction ou perturbation (DDP) de l'habitat du poisson
Contexte	<p>Le poisson et l'habitat du poisson, toutes espèces confondues, sont particulièrement fragiles en période de frai et d'émergence, et en d'autres temps lorsque le poisson est concentré dans des habitats restreints dans leur espace. En période de frai et d'émergence, le poisson a besoin d'un habitat approprié et c'est alors que les œufs et les alevins sont le plus susceptibles d'être perturbés par la sédimentation.</p> <p>Le MPO a déterminé que le projet est susceptible d'entraîner la DDP de l'habitat du poisson en raison de la construction, de l'exploitation ou de l'entretien du pipeline.</p>
Mesures d'atténuation	<ul style="list-style-type: none"> ▪ NGTL travaille actuellement à l'élaboration du plan conceptuel de compensation de l'habitat du poisson (PCCHP) en consultation avec le personnel de MPO au sujet de franchissements d'urgence liés au projet. Le PCCHP sera le document qui servira de base aux demandes d'autorisation de DDP en vertu de l'article 35 de la <i>Loi sur les pêches</i>, lesquelles pourraient devenir nécessaires dans le cadre du projet. ▪ NGTL s'est engagée à respecter l'énoncé opérationnel de MPO pour le FDH et les pratiques de gestion exemplaires à tous les autres franchissements, notamment l'énoncé sur le franchissement, et elle a fait état d'un plan d'urgence en cas d'envasement des cours d'eau et d'un plan d'urgence en cas de débits excessifs. ▪ NGTL s'est engagée à mettre en œuvre des mesures courantes de franchissement sans tranchée là où un franchissement sans tranchée est prévu et à s'assurer que le personnel d'inspection et le personnel de l'entrepreneur, avant de commencer la construction de franchissements sans tranchée, connaissent bien la méthode du forage

	directionnel et le plan d'urgence en cas de rejet de boues de forage dans un cours d'eau. Cela permettra de mettre en œuvre les mesures rapidement en cas d'urgence de boues par des fractuosités ou de défaillance du franchissement.										
Programmes de surveillance	<p>NGTL confirme qu'un programme de surveillance de la qualité de l'eau serait mis en œuvre pour le forage directionnel à l'horizontale (FDH) et les franchissements d'urgence. Si la surveillance révèle des sédiments s'approchant des valeurs de seuil, les surveillants de l'environnement avertiraient les IE / le directeur de la construction et travailleraient avec eux pour élaborer des mesures correctives. Si celles-ci se révélaient vaines, la construction serait suspendue temporairement en attendant de trouver des solutions efficaces.</p> <p>Après la construction, NGTL inspectera régulièrement les pentes d'approche, les talus et la zone riveraine, en particulier après de fortes pluies et les crues du printemps, dans le cadre de la SPC. La surveillance se poursuivrait en des endroits précis si un phénomène d'érosion chronique survenait, ou si la revégétalisation riveraine tardait et qu'il fallait des mesures correctives pour parer aux problèmes d'érosion du sol ou de revégétalisation.</p>										
Opinion de l'ONÉ	<p>L'Office fait remarquer que si une méthode de franchissement à l'aide du FDH devait échouer et nécessiter la mise en œuvre de mesures d'urgence, NGTL devrait obtenir l'approbation de MPO et de TC avant la mise en œuvre du plan d'urgence. L'Office constate que NGTL a déposé un PCCHP auprès de MPO et que MPO et TC exigent la présentation d'un plan définitif de compensation de l'habitat du poisson au moins 14 jours avant le début des travaux de franchissement avec FDH.</p> <p>L'Office observe que NGTL s'est engagée à protéger le poisson et l'habitat du poisson durant la construction et l'exploitation du projet.</p> <p>Pour que l'Office soit avisé de l'exécution réussie du FDH ou de tout changement apporté aux méthodes proposées de franchissement des cours d'eau au moyen du FDH, il est recommandé que, si le projet devait être autorisé, NGTL soit tenue de signifier son avis par écrit. Pour plus de détails, voir la condition K à la section 8.7.</p>										
Évaluation de l'importance	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Fréquence</th> <th>Durée</th> <th>Réversibilité</th> <th>Étendue géographique</th> <th>Ampleur</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Cas isolé</td> <td>De court à long terme</td> <td>Réversible</td> <td>ZÉL</td> <td>De faible à modérée</td> </tr> </tbody> </table> <p>Effet négatif</p> <p>N'est pas susceptible de causer des effets environnementaux négatifs importants.</p>	Fréquence	Durée	Réversibilité	Étendue géographique	Ampleur	Cas isolé	De court à long terme	Réversible	ZÉL	De faible à modérée
Fréquence	Durée	Réversibilité	Étendue géographique	Ampleur							
Cas isolé	De court à long terme	Réversible	ZÉL	De faible à modérée							

8.4.5 Terres humides

Enjeux	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Altération des terres humides (des fonctions hydrologiques et de la qualité de l'eau)
Contexte	<p>Les activités de construction, d'exploitation et d'entretien liées au projet proposé sont susceptibles d'avoir des effets négatifs sur les terres humides. Le projet risque de perturber la fonction hydrologique des terres humides. NGTL a indiqué que pour limiter les perturbations de la fonction hydrologique, il est impératif de veiller à la remise en état des élévations et des contours tels qu'ils étaient avant la construction et à ce qu'il n'y ait pas d'entraves non naturelles à l'écoulement des eaux.</p>
Mesures d'atténuation	<p>NGTL s'est engagée à :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ planifier la construction de manière à éviter les niveaux des hautes eaux, à signaler les limites des terres humides et à réduire au minimum la perturbation des végétaux et des sols; ▪ utiliser des engins à voie large ou de l'équipement ordinaire fonctionnant sur des tapis biodégradables lors de l'exécution de travaux sur sols saturés en dehors de la période de gel, afin d'éviter la compaction;

	<ul style="list-style-type: none"> ▪ limiter l'accès aux terres humides dans la mesure du possible en aménageant une déviation autour des terres humides ou en construisant une rampe faite de matériau extrait du sous-sol, à condition qu'elle soit approuvée par les autorités de réglementation provinciales; ▪ enlever des endroits pourvus de sols minéraux tous les tapis et rampes utilisés pour travailler et circuler sur les terres humides et toutes les rampes d'accès aux bancs d'emprunt, afin de ne pas entraver la remise en état des écoulements naturels; ▪ restreindre les travaux de terrassement dans le voisinage immédiat des terres humides dans la mesure du possible et éviter les travaux de terrassement à l'intérieur de la zone tampon de végétation intacte dans le voisinage immédiat des terres humides. Si des travaux de terrassement à l'intérieur de la zone tampon des terres humides se révélaient nécessaires, NGTL installerait des barrières temporaires contre les sédiments pour empêcher ceux-ci de pénétrer dans les terres humides. NGTL dirigerait également la terre extraite des travaux de terrassement loin des terres humides. ▪ permettre la revégétalisation naturelle, sauf dans les zones de mauvaises herbes envahissantes. 										
Programmes de surveillance	<p>NGTL surveillerait la restauration des terres humides lors de l'application du programme de SPC.</p> <p>Si la SPC établissait que la remise en état des terres humides n'a pas été réalisée de façon efficace et qu'il semble y avoir perte de l'habitat ou de la fonction des terres humides, il faudrait alors envisager une forme de compensation en consultation avec EC.</p>										
Opinion de l'ONÉ	<p>Compte tenu de l'engagement pris par NGTL de surveiller la restauration des terres humides lors de l'application du programme de SPC et d'envisager une forme de compensation en consultation avec EC dans l'éventualité où la remise en état des terres humides ne serait pas réalisée, l'Office estime qu'il est possible d'atténuer la perte éventuelle de l'habitat ou de la fonction des terres humides. Pour plus de détails, voir la recommandation O.</p>										
Évaluation de l'importance	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Fréquence</th> <th>Durée</th> <th>Réversibilité</th> <th>Étendue géographique</th> <th>Ampleur</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Cas isolé</td> <td>De court à long terme</td> <td>Possible</td> <td>ZÉL</td> <td>Faible</td> </tr> </tbody> </table> <p>Effet négatif</p> <p>N'est pas susceptible de causer des effets environnementaux négatifs importants.</p>	Fréquence	Durée	Réversibilité	Étendue géographique	Ampleur	Cas isolé	De court à long terme	Possible	ZÉL	Faible
Fréquence	Durée	Réversibilité	Étendue géographique	Ampleur							
Cas isolé	De court à long terme	Possible	ZÉL	Faible							

8.4.6 Faune et habitat de la faune

Enjeux	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Perte et altération de l'habitat ▪ Obstacles aux déplacements de la faune ▪ Changements de la connectivité des habitats
Contexte/Enjeux	<p>Le projet se situe à l'intérieur d'un habitat clé pour l'original en Alberta. Les nouveaux corridors linéaires créent des portées visuelles plus grandes pour les prédateurs, comme le loup, connu pour se déplacer le long des emprises de pipelines. NGTL a évoqué des études révélant que les corridors linéaires attirent les loups, qui y trouvent un moyen facile pour se déplacer, et qu'ils peuvent modifier la dynamique loup/proie, laquelle risque de faire un plus grand nombre de victimes. Lors des relevés sur le terrain, on a observé la présence d'ongulés le long du tracé proposé surtout dans les zones forestières et les zones riveraines.</p> <p>EC a recommandé que, là où NGTL entend commencer ses activités durant la période de nidification des oiseaux migrateurs et où les activités préalables au déboisement ou au fauchage n'ont pas été terminées au 1^{er} mai, la société fasse un relevé des nids d'oiseaux</p>

	nicheurs dans tous les secteurs du site, indépendamment de leurs dimensions, dans les zones où les oiseaux migrateurs sont susceptibles de nicher. EC a indiqué que s'il y avait présence de nids, ceux-ci devraient être convenablement protégés à l'aide d'une zone tampon jusqu'à ce qu'ils soient abandonnés.										
Mesures d'atténuation	<ul style="list-style-type: none"> ▪ NGTL s'est engagée à éviter, dans la mesure du possible, toute activité de construction et de déboisement durant la saison de nidification des oiseaux migrateurs. Dans l'éventualité où des activités de construction et/ou de déboisement devraient être menées durant les périodes d'activité restreinte des oiseaux migrateurs, NGTL s'est engagée à suivre la recommandation d'EC et effectuerait un relevé avant la construction pour éviter que des nids soient détruits ou perturbés par les activités de construction. ▪ Pour réduire au minimum l'augmentation de la prédation que pourrait entraîner le projet, NGTL s'est engagée à planter des arbustes et/ou des arbres à certains endroits précis afin de briser les portées visuelles, et à récupérer et redistribuer les gros déchets ligneux afin de restreindre la mobilité des prédateurs le long de l'emprise. ▪ NGTL s'engage à mettre en œuvre un plan de gestion de la circulation pour s'assurer que seuls les véhicules et les engins essentiels circulent. ▪ NGTL s'engage à mettre en œuvre un plan de gestion des accès pour les tronçons de l'emprise qui étaient jusque-là inaccessibles afin de perturber ces terres le moins possible durant la construction du pipeline, particulièrement dans les zones fauniques fragiles, les zones riveraines et les zones où les risques d'érosion sont élevés. 										
Opinion de l'ONÉ	<p>L'Office reconnaît que le projet est susceptible de perturber les oiseaux protégés par la <i>Loi sur la Convention concernant les oiseaux migrateurs</i> et d'autres lois provinciales, ainsi que d'autres espèces fauniques.</p> <p>Pour vérifier si la protection des espèces protégées est suffisante et pour confirmer que des consultations suffisantes ont eu cours avec le ministère de l'Environnement de la Colombie-Britannique, celui de l'Alberta et EC concernant les mesures d'atténuation, l'ONÉ recommande que, si le projet devait être approuvé, NGTL soit tenue de déposer auprès de l'Office la méthode utilisée et les résultats du ou des relevés d'oiseaux décrits plus haut, de lui présenter ses rapports de SPC et d'installer des obstacles pour limiter à moins de 1 km la portée visuelle le long des tronçons boisés de l'emprise. Pour plus de détails, voir les recommandations A, M et N à la section 8.7.</p>										
Évaluation de l'importance	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Fréquence</th> <th>Durée</th> <th>Réversibilité</th> <th>Étendue géographique</th> <th>Ampleur</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Cas isolé</td> <td>De court à long terme</td> <td>Possible</td> <td>De ZÉL à ZÉR</td> <td>De faible à moyenne</td> </tr> </tbody> </table> <p>Effet négatif</p> <p>N'est pas susceptible de causer des effets environnementaux négatifs importants.</p>	Fréquence	Durée	Réversibilité	Étendue géographique	Ampleur	Cas isolé	De court à long terme	Possible	De ZÉL à ZÉR	De faible à moyenne
Fréquence	Durée	Réversibilité	Étendue géographique	Ampleur							
Cas isolé	De court à long terme	Possible	De ZÉL à ZÉR	De faible à moyenne							

8.4.7 Espèces en péril (répertoriées à l'annexe 1 de la LEP)

Enjeux	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mortalité du crapaud de l'Ouest et altération de son habitat ▪ Mortalité du quiscal rouilleux et altération de son habitat
Contexte	<p>On relève deux espèces fauniques répertoriées à l'annexe 1 de la LEP dans des aires de distribution et habitats avoisinant la zone du projet : le crapaud de l'Ouest et le quiscal rouilleux (deux espèces préoccupantes).</p> <p>Un crapaud de l'Ouest a été observé le long du tracé proposé, mais lors du relevé de juin 2009 on n'a relevé la présence d'aucune aire de reproduction du crapaud de l'Ouest dans les habitats riverains et de terres humides propices à la reproduction. Le crapaud de l'Ouest se reproduit dans des petits étangs et lacs dépourvus de poissons. La construction a été prévue pour être réalisée en dehors de la saison de reproduction.</p>

	<p>L'habitat préféré du quiscalle rouilleux est l'étang forestier, où il niche près des eaux libres. On ne compte le long du tracé proposé que deux habitats de terres humides à eaux libres, créés artificiellement, avec un étage dominant arboré. Ces terres humides peuvent fournir un habitat peu convenable pour le quiscalle rouilleux, cet habitat étant considéré de piètre qualité. NGTL n'a relevé la présence d'aucun quiscalle rouilleux lors d'un relevé de la faune effectué en 2009.</p> <p>EC a exprimé des incertitudes quant aux effets éventuels du projet sur les espèces répertoriées à l'annexe 1 de la LEP et quant aux mesures d'atténuation éventuelles propres aux sites qu'il faudrait prendre pour éviter ou amoindrir ces effets, compte tenu du fait que les relevés n'ont pas encore été effectués. NGTL a effectué les relevés manquants et a fourni une évaluation des espèces répertoriées à l'annexe 1 de la LEP et des espèces relevées par le COSEPAC.</p>										
Mesures d'atténuation	<p>NGTL s'est engagée à :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ mettre en œuvre le plan d'urgence en cas de découverte d'espèces préoccupantes; ▪ planifier les activités de construction et de nettoyage en dehors de la saison de reproduction du crapaud de l'Ouest (avril à mai); ▪ avant les activités de construction en fin d'été aux endroits où la ZIP est adjacente à des terres humides susceptibles de servir d'habitat au crapaud de l'Ouest, l'IE doit explorer la ZIP à la recherche de crapauds. S'il en trouve, l'IE les transporterait dans un habitat forestier avoisinant. ▪ restaurer la végétation arbustive le long des terres humides et dans les zones riveraines dans le cadre des activités de remise en état; ▪ déposer les gros déchets ligneux sur des tronçons prédéterminés de l'emprise, sous réserve de l'approbation des autorités responsables (c'est-à-dire que les rémanents laissés dans le cadre du plan de gestion des accès peuvent eux aussi servir d'habitat au crapaud de l'Ouest, s'il y a lieu). 										
Opinion de l'ONÉ	<p>L'Office reconnaît que le projet est susceptible de perturber des espèces répertoriées dans la LEP. Compte tenu toutefois de l'absence d'habitat préféré le long du tracé proposé, l'Office estime que la probabilité de perturbation est faible.</p>										
Évaluation de l'importance	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Fréquence</th> <th>Durée</th> <th>Réversibilité</th> <th>Étendue géographique</th> <th>Ampleur</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Cas isolé</td> <td>De court à moyen terme</td> <td>Possible</td> <td>ZIP</td> <td>Moyenne</td> </tr> </tbody> </table> <p>Effet négatif</p> <p>N'est pas susceptible de causer des effets environnementaux négatifs importants.</p>	Fréquence	Durée	Réversibilité	Étendue géographique	Ampleur	Cas isolé	De court à moyen terme	Possible	ZIP	Moyenne
Fréquence	Durée	Réversibilité	Étendue géographique	Ampleur							
Cas isolé	De court à moyen terme	Possible	ZIP	Moyenne							

8.4.8 Exploitation des terres et des ressources autochtones à des fins traditionnelles

Enjeux	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Perte ou altération de sites autochtones utilisés à des fins traditionnelles ▪ Perturbation d'activités traditionnelles
Contexte	<p>NGTL, l'Office et le BGGP ont répertorié 17 groupes autochtones susceptibles d'être touchés par le projet.</p> <p>Des études sur l'utilisation des terres à des fins traditionnelles (UTFT) ont été entreprises pour toutes les terres de la Couronne traversées par le tracé proposé. Ces études ont été réalisées avec la participation directe de sept groupes autochtones intéressés. Un groupe, la Nation crie de Kelly Lake, a mené sa propre étude. Les études portaient sur les secteurs de leurs territoires traditionnels traversés par le tracé proposé et longeant des terres de la Couronne. Les neuf groupes autochtones restants susceptibles d'être touchés par le projet ont signifié que le projet ne les intéressait pas, d'où leur choix de ne pas participer aux</p>

études sur les UTFT de NGTL, ou ils n'ont pas signifié à NGTL un quelconque intérêt ou une quelconque préoccupation à l'égard de l'utilisation des terres à des fins traditionnelles en rapport avec le projet.

On a relevé, dans la superficie au sol du projet ou à proximité, un certain nombre d'endroits où les terres servent à des fins traditionnelles, notamment des sites de récolte de plantes, des aires fauniques, des aires de chasse, une cabane, une piste pour charrettes, des prairies riches en minéraux (*moose licks*), des tanières à ours et à renard, des digues et des huttes de castor. On a observé une tanière à renard et une tanière à ours noir abandonnée dans l'emprise proposée. En raison des contraintes de la construction, le projet aura une incidence sur la tanière à ours noir.

La PND s'est dite préoccupée par le tracé du projet le long des terres de la Couronne qui se trouvent dans leur territoire traditionnel, en particulier par ses effets éventuels sur l'utilisation des terres à des fins traditionnelles et ses intérêts dans la zone de Saddle Hills. La PND craint que le projet ne fragmente davantage l'habitat de la zone de Saddle Hills et qu'il n'ait des répercussions sur l'utilisation actuelle et traditionnelle des terres de la Couronne, y compris la chasse, la cueillette et l'utilisation des ressources végétales, le camping et l'accès général aux terres. Avant de déposer sa demande, NGTL a remanié le tronçon de l'emprise en Alberta qu'elle avait d'abord prévu, de sorte que le tracé du pipeline proposé à travers les terres de la Couronne a été ramené de 15 km à 7,5 km. La PND a reconnu que le remaniement du tracé avant la présentation de la demande avait réduit la longueur totale de l'emprise le long des terres de la Couronne en Alberta. La PND a toutefois estimé qu'il faudrait apporter d'autres modifications au tracé de manière à faire passer un plus long tronçon de l'emprise sur des terres privées au nord de l'actuel tracé proposé et le long de la route 49, afin de réduire au minimum les effets éventuels sur leurs droits et les activités traditionnelles sur les terres de la Couronne situées à l'intérieur de leur territoire traditionnel. La PND a également demandé que, dans l'éventualité où le déplacement de l'emprise ne pourrait pas être réalisé, NGTL soit tenue d'adopter un plan d'urgence d'atténuation « sans perte nulle », afin de restaurer et ramener l'habitat à son état d'origine pour des superficies équivalentes d'autres corridors ou secteurs abandonnés à proximité du ruisseau Sergeant et du ruisseau Cutbank. La PND a en outre fait part de préoccupations à l'effet que les travaux de construction aux ruisseaux Fox et Sergeant pourraient couper l'accès à des terres présentant des usages à des fins traditionnelles.

La PNHL n'a pas participé aux études sur les UTFT dans le cadre du projet et elle a confirmé à NGTL qu'elle ne craignait pas pour les effets du projet sur les UTFT. Durant la partie orale de l'audience toutefois, la PNHL s'est dite préoccupée par les effets que le projet pourrait avoir sur un secteur de son territoire traditionnel offrant un intérêt particulier. Plus précisément, les membres de la PNHL se sont dits préoccupés par les effets éventuels du projet sur l'utilisation qu'ils font actuellement et feront des terres de la Couronne dans le secteur de Saddle Hills, tels les effets sur la chasse, le camping, la cueillette et l'utilisation des plantes médicinales. La PNHL a suggéré que le réaménagement du tracé de l'emprise en Alberta pour lui faire longer la route 49 ou suivre une emprise existante près de Bay Tree, en Alberta, pourrait réduire les effets éventuels du projet sur l'utilisation des terres par la PNHL à des fins traditionnelles dans le secteur de Saddle Hills.

Le travail sur le terrain sur les UTFT a été réalisé en collaboration avec les huit groupes autochtones intéressés. Il reste à tenir des rencontres sur les mesures d'atténuation et des rencontres de synthèse avec les groupes autochtones intéressés afin de cerner d'autres enjeux éventuels sur l'UTFT.

La Kelly Lake Cree Nation et la McLeod Lake Indian Band ont demandé que des surveillants autochtones issus des communautés soient associés à la surveillance de l'étape de la construction à l'intérieur de leurs territoires traditionnels. La Kelly Lake Cree Nation a également fait part de son désir de discuter avec NGTL et ses conseillers des mesures d'atténuation proposées afin de prévenir, durant la construction, l'endommagement ou la destruction des tanières à ours répertoriées.

<p>Mesures d'atténuation</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ NGTL a élaboré des mesures d'atténuation pour éviter ou réduire les effets sur les sites UTFT répertoriés dans la superficie au sol du projet et à proximité de cette dernière, en collaboration avec les communautés autochtones participantes. S'il est établi que les tanières à renard et à ours noir situées dans l'emprise seraient actives au moment de la construction, NGTL s'est engagée à établir d'autres mesures d'atténuation en consultation avec le ministère de l'Environnement de la Colombie-Britannique. ▪ NGTL a élaboré des mesures d'atténuation courantes au cas où des sites UTFT seraient découverts durant la construction. Dans l'éventualité où des sites UTFT non encore connus seraient découverts durant la construction, NGTL mettra en œuvre son plan d'urgence élaboré à cette fin. ▪ NGTL s'est engagée à prendre en compte d'autres renseignements fournis par des groupes autochtones susceptibles d'être touchés en ce qui concerne les mesures d'atténuation des effets sur l'utilisation des terres à des fins traditionnelles et sur les sites UTFT comme tels, et à incorporer dans son PPE toutes les mesures d'atténuation relatives à l'UTFT. ▪ NGTL s'est engagée à utiliser, si on le lui demande, les services de surveillants des groupes autochtones intéressés pour observer les activités de construction dans les secteurs des sites UTFT répertoriés. ▪ NGTL s'est engagée à fournir à la PND des détails au sujet du moment et de la durée des travaux de construction aux ruisseaux Fox et Sergeant afin d'éviter des incidences éventuelles sur les activités traditionnelles.
<p>Opinion de l'ONÉ</p>	<p>L'Office reconnaît que le projet est susceptible d'altérer ou perturber les sites et/ou activités à usage traditionnel. Il prend également acte des préoccupations exprimées par la PND et la PNHL relativement aux effets éventuels du projet sur les usages et les intérêts traditionnels sur les terres de la Couronne traversées par l'emprise proposée.</p> <p>Si le projet devait être approuvé, l'Office s'attend à ce que NGTL, conformément à ses engagements :</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. organise ses rencontres sur les mesures d'atténuation et de synthèse avec les groupes autochtones intéressés en vue d'achever les études sur l'UTFT lorsque de telles rencontres sont demandées par des groupes susceptibles d'être touchés; 2. prenne en compte d'autres renseignements fournis par des groupes autochtones susceptibles d'être touchés en ce qui concerne les mesures d'atténuation des effets sur l'utilisation des terres à des fins traditionnelles et sur les sites UTFT identifiés comme tels; 3. incorpore dans son PPE toutes les mesures d'atténuation relatives à l'UTFT. <p>L'Office recommande donc que, si le projet devait être approuvé, NGTL soit tenue de déposer auprès de lui un exemplaire du rapport final sur l'UTFT, ainsi que le PPE du projet. Pour plus de détails, voir les recommandations C et H à la section 8.7.</p> <p>L'Office est intéressé à examiner le réaménagement éventuel du tracé détaillé en vue de réduire les effets négatifs du projet sur l'utilisation des terres de la Couronne par la PND et la PNHL à des fins traditionnelles, y compris le tracé situé entre la BK 12,3 et la BK 15,2 qui pourrait éviter les terres de la Couronne. Si le projet devait être approuvé, l'Office recommande qu'en plus de déposer les PPLR, NGTL soit tenue de déposer un rapport faisant le point des consultations entreprises avec la PND et la PNHL concernant le réaménagement du tracé détaillé. L'Office recommande en outre qu'en plus du dépôt des PPLR, NGTL lui fournisse une description de tout réaménagement du tracé détaillé qui s'étend au-delà de 50 m du centre du tracé général demandé. Pour plus de détails, voir les recommandations B et I à la section 8.7.</p> <p>L'Office est d'avis que, compte tenu des mesures d'atténuation et des procédures énoncées dans la demande de NGTL et ses dépôts ultérieurs, de la promesse de NGTL d'engager des surveillants parmi les communautés autochtones, si on le lui demande, de</p>

	l'approbation du tracé détaillé par l'Office assortie de conditions le cas échéant, et des recommandations de l'Office, les effets sur les terres et les ressources utilisées à des fins traditionnelles par les groupes autochtones peuvent être atténués de manière efficace.				
Évaluation de l'importance	Fréquence	Durée	Réversibilité	Étendue géographique	Ampleur
	De cas isolé à plusieurs fois	De court à long terme	De réversible à irréversible	De ZIP à ZÉR	De faible à moyenne
	Effet négatif				
	N'est pas susceptible de causer des effets environnementaux négatifs importants.				

8.5 Évaluation des effets cumulatifs

L'évaluation des effets cumulatifs consiste à examiner les effets résiduels de la réalisation du projet, combinée à l'existence d'autres ouvrages ou à la réalisation d'autres projets ou activités, dans les limites temporelles et spatiales appropriées et un contexte écologique.

NGTL a dressé une liste des activités de développement en cours et envisagées pour pouvoir évaluer les effets cumulatifs de la réalisation du projet combinée à l'existence d'autres ouvrages ou à la réalisation d'autres projets ou activités. Parmi les activités qui ont contribué à l'accumulation des effets environnementaux, mentionnons les activités agricoles, les activités de transport (p. ex., la création de routes et de voies ferrées), les activités forestières, les activités pétrolières et gazières (p. ex., l'aménagement de pipelines et d'installations), les activités de services publics (p. ex., les lignes de transport d'électricité) et les activités de lotissement résidentiel en milieu rural à l'intérieur de la ZÉL. Le projet pipelinier South Peace de Westcoast Energy Incorporated, le pipeline Groundbirch proposé de Shell Canada Limitée (anciennement Duvernay Oil Corporation) et les deux puits proposés de Trident Exploration Corporation à l'intérieur de la ZÉL pourraient causer des effets résiduels susceptibles d'interagir avec le projet de pipeline Groundbirch de NGTL.

NGTL a relevé des effets résiduels cumulatifs susceptibles de se produire en lien avec les éléments suivants :

- les éléments physiques, comme la stabilité des pentes, les sols, la qualité de l'air et l'environnement acoustique;
- les éléments biologiques, comme le poisson et l'habitat du poisson, les terres humides, la végétation, la faune et l'habitat de la faune, et les espèces en péril;
- les éléments socioéconomiques, comme l'occupation humaine et l'exploitation des ressources, les ressources patrimoniales, l'UTFT, le bien-être social et culturel, la santé humaine et l'infrastructure et les services;
- les accidents et défaillances.

NGTL a indiqué que les mesures de protection de l'environnement propres au projet et les mesures d'atténuation qu'elle propose sont suffisants pour parer aux effets cumulatifs éventuels et que les effets environnementaux et socioéconomiques résiduels cumulatifs liés à la

construction et à l'exploitation du projet ne sont pas différents de ceux que l'on rencontre communément lors de la construction de pipelines et d'installations pipelinières dans des contextes similaires. Toutefois, tel qu'énoncé dans les paragraphes suivants, NGTL se propose également de prendre des mesures d'atténuation particulières pour contrer les effets cumulatifs liés à certains éléments biophysiques et socioéconomiques.

Végétation indigène

Le déboisement de l'emprise réduirait la superficie de la végétation disponible pour la faune en plus de diminuer le couvert forestier. À l'intérieur de la ZÉL, environ 69 % de la végétation indigène a été déboisé par le fait d'activités antérieures. Le déboisement supplémentaire découlant du projet et des autres activités proposées entraînerait une diminution de la végétation indigène et augmenterait d'environ 0,5 % la superficie de la perturbation dans la ZÉL. Les secteurs perturbés ici et là dans les aires de végétation indigène seraientensemencés à l'aide de semences mélangées appropriées ou on les laisserait se revégétaliser naturellement, alors que les pâturages seraientensemencés au moyen d'un mélange de semences agronomiques. Il n'existe pas de norme ou de seuil établis à l'échelon local ou régional à partir desquels on pourrait juger du changement en mieux dans la composition de la végétation.

En ce qui concerne les plantes vasculaires rares et les communautés de plantes fragiles qui ont été relevées le long du tracé proposé lors des études supplémentaires menées au début et à la fin de l'été 2009, des mesures de protection appropriées propres aux sites seraient mises en oeuvre. L'atténuation a été choisie pour que la population locale d'espèces rares de plantes vasculaires et les communautés de plantes fragiles ne soient pas menacées de disparaître.

Faune

La construction et l'exploitation du projet pourraient nuire à la faune et à l'habitat de la faune dans la ZÉL surtout en raison de l'altération de l'habitat de la faune, de la diminution de la qualité de l'habitat, des changements dans le schéma des déplacements de la faune et de l'augmentation de la mortalité. NGTL a qualifié les effets de réversibles et l'ampleur de faible.

Tel que mentionné plus haut, le projet augmenterait d'environ 0,5 % la superficie des terres perturbées. Une étude évoquée par NGTL a révélé que pour la plupart des espèces, les effets de la fragmentation de l'habitat ne semblent pas se manifester lorsque moins de 10 % d'un habitat régional convenable est perdu. Le risque de ces effets augmente aux niveaux intermédiaires de la perte d'habitat (de 10 à 40 %) et les effets cumulatifs risquent d'augmenter sensiblement lorsque de 70 % à 90 % de l'habitat fonctionnel régional ont été perdus.

Les changements de la connectivité des habitats à l'intérieur de la zone forestière de l'Alberta seraient amoindris par la remise en état des communautés d'arbres et d'arbustes le long de certains secteurs de l'emprise (p. ex., les zones riveraines, les endroits où des obstacles à la portée visuelle seraient plantés) et par la réduction au minimum de la gestion de la végétation le long de l'emprise durant l'étape d'exploitation.

Utilisation des terres à des fins traditionnelles

NGTL s'est engagée à consulter régulièrement les communautés autochtones et, dans l'éventualité où des sites UTFT supplémentaires ou des effets sur l'utilisation des terres à des fins traditionnelles seraient identifiés, à mettre en œuvre le plan d'urgence pour les sites UTFT découverts durant la construction.

Opinion de l'Office

L'Office reconnaît que des projets ou activités ont été ou seront réalisés à proximité du projet Groundbirch, notamment dans les domaines de l'agriculture, du transport, des services publics et de l'exploitation pétrolière et gazière. Les effets environnementaux résiduels du projet Groundbirch peuvent agir de manière cumulative avec les effets résiduels des projets et activités passés et proposés.

En général, les effets éventuels du projet Groundbirch peuvent facilement être atténués à l'aide de mesures de protection environnementale que l'on rencontre communément dans le cadre des projets pipeliniers. On s'attend à ce que les effets environnementaux résiduels du projet soient d'ampleur faible à moyenne. On estime que les effets environnementaux cumulatifs éventuels devraient fort probablement se manifester au niveau de la végétation indigène, de la faune et de l'utilisation des terres à des fins traditionnelles. L'Office prend également acte des préoccupations exprimées par les groupes autochtones en ce qui concerne les effets cumulatifs éventuels.

L'Office reconnaît les modifications apportées à ce jour par NGTL à la conception à la suite des consultations avec les groupes autochtones. L'Office est d'avis que les mesures d'atténuation propres au projet proposées par NGTL sont à même d'en contrer les effets négatifs éventuels en ce qui concerne la végétation indigène, la faune et l'utilisation des terres à des fins traditionnelles. D'autre part, les recommandations H et I de l'Office obligerait NGTL à continuer de travailler avec les groupes autochtones pour répondre à leurs préoccupations et atténuer les effets du projet.

La PND a demandé à l'office d'obliger NGTL à entreprendre, à titre expérimental, une évaluation des effets cumulatifs plus étendue, en ce qui concerne notamment les effets éventuels en amont et en aval du projet proposé, en utilisant les modèles dynamiques de simulation du paysage. L'Office estime que la preuve des effets cumulatifs qui lui a été présentée est suffisante pour lui permettre d'évaluer les effets cumulatifs probables de la réalisation du projet, combinée à l'existence d'autres ouvrages ou à la réalisation d'autres projets ou activités, et de prendre une décision sur leur importance, comme l'exige la LCÉE. Aussi, l'Office n'est pas convaincu de recommander que cette information soit requise dans le cadre de son évaluation des effets environnementaux du projet en vertu de la LCÉE.

Les effets résiduels cumulatifs éventuels de la réalisation du projet, combinée à l'existence d'autres ouvrages ou à la réalisation d'autres projets ou activités, sont généralement considérés comme étant réversibles à court et à long terme et d'ampleur faible à moyenne. En conséquence, l'Office estime que, pourvu que soient mises en œuvre les mesures d'atténuation proposées par

NGTL et les recommandations énoncées à la section 8.7, les effets cumulatifs du projet ne sont pas susceptibles d'être importants.

8.6 Programme de suivi

Le projet et les activités y afférentes sont généralement de caractère courant et on s'attend à ce que les effets négatifs éventuels du projet sur l'environnement soient analogues à ceux de projets de nature semblable qui ont été réalisés par le passé dans un milieu similaire. Par conséquent, l'ONÉ juge qu'il n'y a pas lieu d'établir un programme de suivi pour le projet en vertu de la LCÉE.

L'Office comprend que d'autres AR peuvent s'appuyer sur le rapport d'ÉE dans la mesure du possible tout en y joignant une nouvelle annexe au besoin. D'autres AR encore rendront leurs propres décisions et pourraient mener un programme de suivi pour s'assurer que les mesures d'atténuation visant leur secteur de responsabilité et cernées dans l'ÉE, ainsi que les conditions à l'attribution des permis et approbations, sont bel et bien mises en œuvre.

8.7 Recommandations

Les conditions recommandées suivantes pourraient faire partie de toute décision réglementaire rendue au sujet du projet proposé en vertu de la Loi sur l'ONÉ.

Dans ce contexte, l'expression « début de la construction » s'entend des travaux de déboisement et de creusement et des autres formes de préparation de l'emprise qui peuvent avoir une incidence sur l'environnement, mais n'inclut pas les activités d'arpentage habituelles.

- A. Lorsque NGTL ne peut éviter de mener des activités à l'intérieur de la période de nidification des oiseaux migrateurs – entre le 1^{er} mai et le 31 juillet – et que les activités préalables au déboisement ou au fauchage n'ont pas été achevées avant le 1^{er} mai, elle doit :
- a) engager un biologiste aviaire dûment qualifié pour mener un relevé des oiseaux afin de répertorier les oiseaux nicheurs et leurs nids avant le début des activités de construction durant la période de nidification des oiseaux migrateurs;
 - b) au moins 45 jours avant le début des activités de construction, soumettre à l'approbation de l'Office la méthode retenue pour effectuer le relevé ainsi que la confirmation attestant qu'EC a examiné et commenté la méthode proposée;
 - c) déposer auprès de l'Office les résultats du relevé;
 - d) au moins 14 jours avant le début des activités de construction, soumettre à l'approbation de l'Office toute stratégie d'atténuation mise au point en consultation avec EC et les organismes provinciaux compétents visant à protéger les oiseaux placés sous la protection des lois fédérales et provinciales ainsi que leurs nids, de même qu'un plan d'urgence dans l'éventualité où des oiseaux ou des nids seraient trouvés après le relevé dont il est question en a).

B. En même temps que le dépôt des PPLR pour le projet conformément à l'article 33 de la Loi sur l'Office, NGTL doit déposer une description de tout tracé détaillé proposé qui s'étend au-delà de 50 m du centre du tracé général demandé. La description doit inclure :

- a) une carte-tracé environnementale à une échelle appropriée, décrivant clairement le tracé général ainsi que le tracé détaillé proposé;
- b) les résultats des consultations du public, des propriétaires fonciers et des Autochtones et l'état d'avancement de l'acquisition des terrains (le cas échéant);
- c) une liste des questions environnementales énumérant tous les effets pertinents du déplacement du tracé sur l'environnement (p. ex., les sols, la végétation, la faune, l'hydrologie et l'information archéologique);
- d) les mesures d'atténuation pertinentes pour rendre ces effets environnementaux négligeables et, dans l'éventualité où des mesures autres que celles énoncées lors de l'instance GH-1-2009 seraient proposées, une analyse justifiant le recours à ces mesures.

C. Au moins 60 jours avant le début de la construction, NGTL doit soumettre à l'approbation de l'Office un PPE propre au projet à jour. Le PPE doit décrire toutes les mesures de protection environnementale et socioéconomique, ainsi que les engagements pris à l'égard de l'atténuation et de la surveillance, tel qu'énoncé dans la demande ou tel que convenu durant l'interrogatoire, dans ses documents connexes ou lors des consultations avec d'autres organismes gouvernementaux. Le PPE doit décrire les critères régissant la mise en oeuvre de toutes les mesures et il doit confirmer, dans un langage clair et précis, l'intention de NGTL de respecter tous les engagements. La construction ne doit pas débuter avant que NGTL n'ait reçu l'approbation de son PPE par l'Office. Le PPE doit renfermer notamment les éléments suivants :

- a) les mesures de protection de l'environnement, y compris les plans propres au site, les critères de mise en oeuvre de ces mesures de protection, les mesures d'atténuation, la surveillance applicable à toutes les étapes du projet et les activités;
- b) un plan de remise en état qui comprend une description des conditions de l'emprise que le demandeur compte remettre en état et entretenir une fois la construction achevée, ainsi qu'une description des cibles mesurables pour la remise en état;
- c) une preuve confirmant que les autorités réglementaires compétentes ont été consultées au sujet des mesures d'atténuation proposées, ainsi qu'un exposé des préoccupations soulevées qui n'ont pas été résolues et des mesures envisagées pour les résoudre.

D. NGTL doit :

- a) au moins 45 jours avant le début prévu de la construction, déposer auprès de l'Office et l'afficher sur son propre site Web un tableau énumérant tous les engagements pris par NGTL lors de l'audience GH-1-2009 à l'égard du projet, toutes les conditions imposées par l'Office et les délais fixés pour chacune d'elles;
- b) dresser l'état de la situation en ce qui concerne ces engagements au moins une fois par mois pendant les étapes de la construction du projet, et mettre à jour le tableau sur son propre site Web;
- c) mettre à jour chaque année l'état de ses engagements, à moins d'indication contraire.

E. Au moins 30 jours avant le début de la construction, NGTL doit déposer auprès de l'Office :

- a) des copies de la correspondance reçue de la division de l'archéologie de la Colombie-Britannique et du ministère de la Culture et de l'Esprit communautaire de l'Alberta attestant que NGTL a obtenu tous les permis et autorisations nécessaires concernant les ressources archéologiques et patrimoniales;
- b) une déclaration expliquant comment elle entend mettre en œuvre l'une ou l'autre des recommandations contenues en a).

F. NGTL doit effectuer tous les relevés environnementaux pré-construction nécessaires visant les voies d'accès temporaires et, au moins 30 jours avant le début de la construction, soumettre à l'approbation de l'Office :

- a) la méthode d'exécution des relevés;
- b) les résultats des relevés;
- c) un plan détaillé d'atténuation pour chaque espèce préoccupante et chaque habitat fragile touché par les activités de construction;
- d) une confirmation attestant que les stratégies d'atténuation seront mises en œuvre pour le projet.

G. Au moins 14 jours avant le début prévu de la construction, NGTL doit déposer auprès de l'Office :

- a) une confirmation attestant qu'un spécialiste des sols dûment qualifié sera en disponibilité durant les activités de construction;
- b) les titres de compétence, le rôle, les responsabilités, les pouvoirs de décision et la structure hiérarchique relatives au poste de spécialiste des sols.

- H. Au moins 60 jours avant le début de la construction, NGTL doit déposer auprès de l'Office et des groupes autochtones participants un rapport final sur l'UTFT. En plus du contenu du rapport dont faisait état le rapport d'activité de NGTL relatif à l'étude sur l'utilisation des terres à des fins traditionnelles, déposé le 12 novembre 2009, le rapport doit également fournir :
- a) une description de toutes questions ou préoccupations supplémentaires relatives à l'UTFT qui ont été soulevées lors des autres discussions que NGTL a eues avec les groupes autochtones participants, notamment lors des rencontres de synthèse et des rencontres sur les mesures d'atténuation organisées par NGTL, lorsque cela était faisable;
 - b) une description de toutes les mesures d'atténuation supplémentaires relevées lors des discussions et rencontres dont il a été question en a) ci-dessus;
 - c) un résumé de toutes les questions ou préoccupations soulevées par les groupes autochtones susceptibles d'être touchés au sujet de l'UTFT et non résolues, notamment une description des moyens que NGTL a pris ou prendra pour résoudre ces questions ou préoccupations.
- I. NGTL doit déposer auprès de l'Office, et en signifier une copie à la PND, 30 jours avant le début des travaux de construction sur les terres publiques, un rapport sur ses activités de consultation avec la PND au sujet du choix et de la mise en place de mesures d'atténuation proposées pour la faune sur les terres publiques.
- J. Avec le dépôt des PPLR, NGTL doit soumettre à l'Office, et en faire tenir copie à la PND et à la PNHL, un bilan des consultations qu'elles a eues avec la PND et la PNHL concernant les possibilités de modification du tracé détaillé en vue de la réduction supplémentaire des effets sur l'utilisation par la PND et la PNHL des terres de la Couronne à des fins traditionnelles.
- K. NGTL doit déposer d'un plan définitif de compensation de l'habitat du poisson auprès de MPO et de TC, et en signifier une copie à l'Office, au moins 14 jours avant le début des travaux de franchissement avec FDH et doit aussi :
- a) aviser l'Office après qu'elle aura complété avec succès les franchissements des rivières Pouce Coupe et Kiskatinaw à l'aide du FDH ou du fonçage;
 - b) aviser l'Office par écrit, avant la mise en œuvre, de tout changement par rapport aux méthodes proposées de franchissement de cours d'eau à l'aide du FDH, et des motifs justifiant le changement;
 - c) déposer des copies de toute la correspondance reçue des autorités réglementaires concernant le changement de méthode de franchissement.
- L. Au moins 60 jours avant le début de l'exploitation, NGTL doit soumettre à l'approbation de l'Office un plan détaillé de gestion des mauvaises herbes. Le plan doit énoncer les méthodes de contrôle et de surveillance des mauvaises herbes à long terme, les critères

retenus pour décider de ces méthodes ainsi que les responsabilités à l'égard de l'étape de l'exploitation des installations et de la remise en état immédiatement après la construction.

- M. Au plus tard le 31 janvier de la première, de la troisième et de la cinquième saison de croissance complète suivant la mise en exploitation du projet, NGTL doit présenter à l'Office un rapport de surveillance environnementale post-construction qui :
- a) expose la méthode de surveillance utilisée, les critères établis pour évaluer le succès des mesures prises et les résultats constatés;
 - b) examine l'efficacité des mesures d'atténuation appliquées pendant la construction par rapport aux critères de réussite;
 - c) détaille les divergences par rapport aux plans et les mesures d'atténuation de rechange appliquées avec l'approbation de l'Office;
 - d) indique, au moyen d'une carte ou d'un schéma, les endroits où des mesures correctives ont été prises pendant la construction et l'état actuel des mesures correctives;
 - e) expose les mesures que NGTL se propose de prendre pour régler tout sujet de préoccupation non résolu et le calendrier établi à cette fin.
- N. Au cours de la première saison de croissance après la construction, NGTL doit :
- a) s'assurer que des moyens sont pris pour limiter à moins de 1 km la portée visuelle le long des tronçons forestiers de l'emprise;
 - b) déposer auprès de l'Office des copies de toute la correspondance attestant que le ministère du Développement viable des ressources de l'Alberta a été consulté pour la conception, la composition et l'emplacement de chacune des barrières visuelles;
 - c) établir des rapports de surveillance détaillant l'état d'évolution des barrières limitant la portée visuelle et exposant les divergences par rapport aux plans et les mesures d'atténuation de rechange appliquées avec l'approbation de l'Office, aux fins de la vérification, pour la durée de vie utile du projet.
- O. NGTL doit consulter EC à l'égard de toutes les terres humides lorsque la fonctionnalité de ces terres n'a pas été entièrement reconstituée à l'échéance du programme PCM quinquennal, puis entreprendre de nouveaux travaux de remise en état ou compensation, selon les recommandations d'EC, ou encore présenter les motifs pour lesquels NGTL ne se pliera pas aux recommandations d'EC. NGTL doit déposer auprès de l'Office des copies de toute la correspondance démontrant qu'elle a consulté EC au sujet de toute compensation éventuelle à l'égard de terres humides dans le cadre du rapport PCM quinquennal.

9.0 CONCLUSION DE L'ONÉ

L'ONÉ a déterminé, conformément à la LCÉE, que si le projet est approuvé et pourvu que soient mis en œuvre le plan de protection de l'environnement et les mesures d'atténuation que NGTL a proposés, ainsi que les exigences réglementaires de l'Office et les conditions recommandées contenues dans le présent REEP, la construction et l'exploitation du projet ne sont pas susceptibles d'entraîner des effets environnementaux négatifs importants.

Le présent REEP a été approuvé par l'Office à la date précisée sur la page couverture de ce rapport en regard de la mention Date de détermination faite en vertu de la LCÉE.

10.0 PERSONNE-RESSOURCE À L'ONÉ

Anne-Marie Erickson
Secrétaire de l'Office par intérim
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Téléphone : 1-800-899-1265
Fax : 1-877-288-8803
secretary@neb-one.gc.ca

ANNEXE I COMMENTAIRES SUR L'ÉBAUCHE DU REEP

Organismes et groupes intéressés	Commentaires	Section du REEP avec formulation modifiée	Réponse de NGTL	Raison pour laquelle aucun changement n'a été apporté au REEP
EC	<p>EC a recommandé un calendrier en rapport avec la surveillance post-construction des terres humides. EC recommande la possibilité de compensation après deux ans et son obligation après cinq ans.</p>	<p>Section 8.4.5 et section 8.7</p>	<p>NGTL est d'avis qu'elle devrait avoir la possibilité de mettre en application des mesures correctives, avec accent sur une remise en état fonctionnelle des terres humides directement touchées, plutôt que de se limiter à une déclaration de perte nette de fonctionnalité obligeant le versement d'un paiement de compensation devant servir à la remise en état ou à la création d'autres terres humides. NGTL croit qu'une période de cinq ans devrait être prévue pour la remise en état avant de mettre l'accent sur la compensation et la remise en état d'autres terres humides.</p>	
PND	<p>La PND a déclaré qu'elle n'était pas satisfaite des mesures d'atténuation de NGTL pour les sites d'UTFT et elle a demandé l'adoption de nouvelles mesures tenant compte des incidences sur ces sites.</p>	<p>s.o.</p>	<p>NGTL a indiqué qu'elle prévoirait poursuivre ses échanges avec toutes les collectivités autochtones participantes, mais que la consultation sur les effets éventuels et les mesures d'atténuation appropriées avait été menée à terme. NGTL est d'avis que la mise en œuvre fructueuse des mesures d'atténuation proposées fera que la PND n'aura pas à craindre pour l'usage des terres publiques à des fins traditionnelles.</p>	<p>La section 5.0 porte sur l'usage des terres et des ressources à des fins traditionnelles tandis que la section 8.4.8 traite des effets éventuels du projet sur un tel usage.</p> <p>L'Office constate qu'une étude sur l'UTFT a été entreprise dans le contexte de la demande pour le projet et que la PND y a directement pris part. L'Office remarque en outre l'inclusion des 32 sites répertoriés par des membres de la PND et la présence de mesures d'atténuation précises proposées par NGTL pour réduire ou éliminer les incidences éventuelles du projet en ces lieux.</p> <p>Par ailleurs, l'Office prend acte des engagements de NGTL portant sur l'UTFT, notamment : 1) la mise en œuvre d'un plan d'urgence pendant la construction pour</p>

Organismes et groupes intéressés	Commentaires	Section du REEP avec formulation modifiée	Réponse de NGTL	Raison pour laquelle aucun changement n'a été apporté au REEP
				<p>les sites d'UTFT; 2) l'étude de nouveaux renseignements pouvant être fournis par des groupes autochtones susceptibles d'être touchés afin de traiter des incidences éventuelles sur l'usage actuel des terres à des fins traditionnelles et sur les sites d'UTFT;</p> <p>3) l'inclusion de toutes les mesures d'atténuation liées aux UTFT dans le PPE du projet; 4) le recours sur demande à des personnes faisant partie de groupes autochtones intéressés pour surveiller les activités de construction près des sites d'UTFT.</p> <p>Enfin, l'Office fait remarquer que si le projet était approuvé, il exigerait que NGTL l'informe de toute question ou préoccupation supplémentaire ou non réglée soulevée par l'un ou l'autre des groupes autochtones susceptibles d'être touchés, 60 jours avant la construction, tel qu'il est énoncé à la recommandation H.</p> <p>L'Office est d'avis, compte tenu des mesures d'atténuation propres au projet proposées par NGTL à l'égard des sites d'UTFT, de l'engagement de celle-ci pour ce qui est de la surveillance sur demande, et aussi de son engagement à prendre toutes les mesures d'atténuation et de protection de l'environnement énoncées dans sa demande ainsi que dans les demandes subséquentes et de la recommandation H, qu'il est peu probable que le projet soit la cause d'effets négatifs importants sur les sites où il y a usage des terres et des ressources à des fins traditionnelles autochtones.</p>
	<p>La PND a exprimé des inquiétudes au sujet d'une interruption possible des activités traditionnelles et elle a demandé que soient prises d'autres mesures d'atténuation visant la perturbation éventuelle de telles activités traditionnelles.</p>	s.o.	<p>En ce qui a trait au commentaire de la PND portant sur une perturbation possible d'usage à des fins traditionnelles, NGTL est d'avis que la mise en œuvre fructueuse des</p>	<p>La section 5.0 porte sur l'usage des terres et des ressources à des fins traditionnelles tandis que la section 8.4.8 traite des effets éventuels du projet sur un tel usage. L'Office constate qu'une étude sur l'UTFT a été entreprise dans le contexte de la</p>

Organismes et groupes intéressés	Commentaires	Section du REEP avec formulation modifiée	Réponse de NGTL	Raison pour laquelle aucun changement n'a été apporté au REEP
			<p>mesures d'atténuation proposées fera que la PND n'aura pas à craindre pour l'usage des terres publiques à des fins traditionnelles. NGTL a en outre mentionné qu'elle avait réévalué le parcours le long des terres publiques entre la BK 12.3 et la BK 15.2 et qu'elle demeurerait d'avis que le parcours proposé est approprié.</p>	<p>demande pour le projet et que la PND y a directement pris part. L'Office prend aussi acte des engagements de NGTL visant la mise en œuvre d'un plan d'urgence pendant la construction pour les sites d'UTFT. L'étude de nouveaux renseignements pouvant être fournis par des groupes autochtones susceptibles d'être touchés afin de traiter des incidences éventuelles sur l'usage actuel des terres à des fins traditionnelles et sur les sites d'UTFT, et l'inclusion de toutes les mesures d'atténuation liées à l'UTFT dans le PPE du projet. Finalement, l'Office constate l'engagement de NGTL pour ce qui est du recours sur demande à des personnes faisant partie de groupes autochtones intéressés pour surveiller les activités de construction près des sites d'UTFT.</p> <p>L'Office est d'avis, compte tenu des mesures d'atténuation proposées par NGTL à l'égard de l'UTFT, de l'engagement de celle-ci pour ce qui est de la surveillance sur demande, et aussi de son engagement à prendre toutes les mesures d'atténuation et de protection de l'environnement énoncées dans sa demande ainsi que dans les demandes subséquentes et des recommandations de l'Office, que les incidences sur les terres et les ressources à des fins traditionnelles par les groupes autochtones seront atténuées dans toute la mesure du possible.</p> <p>Par ailleurs, l'Office indique que son évaluation du parcours détaillé suivra le dépôt des PPI.R par NGTL en vertu de l'article 33 de la Loi sur l'ONÉ.</p> <p>La section 5.0 porte sur la ferme et son habitat tandis que la section 8.4.6, elle, traite des effets éventuels du projet sur cette même ferme et son habitat.</p> <p>L'Office prend acte du point de vue de NGTL, voulant</p>
	<p>La PND n'est pas satisfaite des mesures d'atténuation proposées par NGTL à l'égard d'une perte supplémentaire d'habitat de l'original.</p>	<p>s.o.</p>	<p>Dans le cadre de ses pratiques pour la participation des populations autochtones, NGTL vise à maintenir la communication et la participation</p>	

Organismes et groupes intéressés	Commentaires	Section du REEP avec formulation modifiée	Réponse de NGTL	Raison pour laquelle aucun changement n'a été apporté au REEP
			<p>pour toutes les collectivités autochtones qui ont pris part à l'étape de la planification et à celle de la demande pour le projet.</p> <p>NGTL indique que même si la consultation sur les effets éventuels et les mesures d'atténuation appropriées a été menée à terme, il y aura poursuite de la consultation en vue d'une mise en œuvre efficace des stratégies d'atténuation proposées.</p>	<p>que même si la PND prévoit des réductions temporaires de la disponibilité des plantes fourragères, il est aussi prévu que celles-ci seront davantage disponibles au moment de la régénération des végétaux et de l'apparition d'espèces de transition. Aussi, la création de petits secteurs pour les jeunes espèces de transition ne devrait pas, dans la plupart des cas, avoir d'incidences sur la majorité des espèces fauniques et pourrait même améliorer l'habitat pour certaines espèces.</p> <p>L'Office constate également que NGTL reconnaît que même si les aménagements linéaires peuvent modifier les habitudes de déplacement de certaines espèces, les résultats d'études sur la faune en hiver le long d'une emprise pipelinière proposée dans un habitat forestier subalpin ne suggèrent nullement que les ongulés évitent les perturbations existantes. Les auteurs en ont déduit que la sécurité moindre découlant de l'absence de couvert était compensée par une augmentation de la végétation et des plantes fourragères sur l'emprise pour les ongulés.</p> <p>L'Office est d'avis que les mesures d'atténuation proposées par NGTL, notamment la réduction de la largeur de l'emprise, le fait de planter des arbres et des arbustes en certains endroits, la distribution de débris ligneux grossiers pour réduire la mobilité des prédateurs, la limitation du contrôle de la végétation le long de l'emprise proposée pendant l'exploitation dans la mesure du possible et le maintien de secteurs riverains non perturbés le long des cours d'eau franchis en ayant recours à la méthode de FDH suffisent pour réduire au minimum les modifications aux habitudes de déplacement des espèces fauniques.</p> <p>Si le projet était approuvé, l'Office recommanderait que NGTL consulte la PND quant au choix et à la</p>

Organismes et groupes intéressés	Commentaires	Section du REEP avec formulation modifiée	Réponse de NGTL	Raison pour laquelle aucun changement n'a été apporté au REEP
	L'évaluation des incidences cumulatives et l'analyse des incidences importantes par l'Office préoccupent la PND.	s.o.	L'évaluation des incidences cumulatives effectuée pour le projet répond aux exigences de la LCEE et est la norme qui convient à l'échelle de ce projet.	mise en place de mesures d'atténuation proposées à l'égard de la faune sur les terres publiques, et aussi qu'elle fasse rapport sur ses efforts de consultation et sur les mesures d'atténuation ainsi choisies et mises en place dans le cadre du PPE pour le projet. Pour un complément d'information, voir la recommandation 1.
TC	TC a suggéré des changements aux éléments déclencheurs pour la LCEE.	Section 2.1, tableau 1		L'Office est d'avis que l'évaluation des incidences cumulatives présentée par NGTL suffit à lui permettre de juger des incidences importantes à l'égard du projet aux termes de la LCEE et convient à la portée ainsi qu'à l'emplacement de ce projet.
	TC a recommandé d'inclure les franchissements des principaux cours d'eau à l'étape de la construction au tableau 2.	Section 4.0, tableau 2		
	TC a recommandé d'inclure les voies navigables à la section 5.0, sous l'occupation humaine et l'exploitation des ressources.	Section 5.0		
	TC a proposé des ajouts à la section 8.2 sur les interactions entre le projet et l'environnement.	Section 8.2		
	TC a demandé une nouvelle formulation à la section sur les mesures d'atténuation courantes.	Section 8.3		
	TC a suggéré son inclusion pour l'examen et l'approbation des mesures d'urgence si la méthode par FDH n'était pas fructueuse.	Section 8.4.4		
	TC a recommandé de prendre acte de l'engagement de NGTL visant à fournir à la PND des détails au sujet du moment et de la durée des travaux de construction aux niveaux	Section 8.4.8		

Organismes et groupes intéressés	Commentaires	Section du REEP avec formulation modifiée	Réponse de NGTL	Raison pour laquelle aucun changement n'a été apporté au REEP
MPO	<p>Fax et Sergent pour éviter toute incidence éventuelle sur les activités à des fins traditionnelles.</p> <p>MPO a suggéré des changements aux espèces de poisson présentes mentionnées à la section 5.0.</p> <p>MPO a recommandé de tenir davantage compte des méthodes d'urgence pour les franchissements.</p> <p>MPO a demandé que les mesures d'atténuation relatives à l'habitat du poisson comprennent l'exigence, imposée à NGTL, pour l'érection de clôtures dans des secteurs riverains àerner en consultation avec MPO.</p> <p>MPO a suggéré des changements à l'utilisation par NGTL des énoncés opérationnels.</p> <p>MPO a recommandé des modifications à la condition J exigeant le dépôt d'un plan définitif de compensation de l'habitat du poisson.</p>	<p>Section 5.0</p> <p>Section 8.2</p> <p>Section 8.4.2</p>		
PNS	<p>La PNS a dit que l'avis et la consultation n'avaient pas été à la hauteur et que cela visait l'Office et le gouvernement du Canada.</p>	<p>Section 8.4.4 et section 8.7</p> <p>s.o.</p>		<p>Dans le cadre du processus pour une PAA, l'Office a communiqué avec la PNS par lettre le 28 décembre 2008, lui transmettant de l'information préliminaire au sujet du projet envisagé et lui proposant de lui fournir des renseignements portant sur le processus de l'Office et la façon de prendre part à l'audience. Des membres du personnel de l'Office ont assuré un suivi pour confirmer réception de la lettre et vérifier si la PNS était intéressée par une rencontre.</p> <p>Le 16 mars 2009, du personnel de l'Office a rencontré le chef Harley Davis ainsi que des membres du conseil et des adjoints afin de leur présenter un aperçu général du projet et de leur fournir un</p>

Organismes et groupes intéressés	Commentaires	Section du REEP avec formulation modifiée	Réponse de NGTL	Raison pour laquelle aucun changement n'a été apporté au REEP
				<p>complément d'information sur le processus de l'Office, y compris sur les façons dont la PNS pouvait prendre part à l'audience.</p> <p>Le BGGP a communiqué avec la PNS par voie de lettre en date du 24 septembre 2009. Cette lettre précisait la façon dont le gouvernement allait s'acquiescer de ses obligations en matière de consultation des groupes autochtones pour ce qui est du projet. Elle fournissait à la PNS des renseignements afin de pouvoir consulter la version électronique de l'ordonnance d'audience pour l'instance GH-1-2009 et aussi afin de pouvoir entrer en communication avec l'Office si la PNS avait des questions au sujet du processus. L'Office constate que NGTL a en outre signé un exemplaire imprimé de l'ordonnance d'audience à la PNS.</p> <p>L'Office aime que les groupes autochtones intéressés par un projet lui présentent directement leur point de vue en prenant part au processus d'audience. Le processus de l'Office pour une PAA vise à assurer que les groupes autochtones susceptibles d'être touchés obtiennent assez d'information pour leur permettre de participer directement à l'audience et fait que l'Office dispose de suffisamment d'éléments de preuve sur les incidences éventuelles qu'un projet peut avoir sur les groupes autochtones. L'Office juge que la PNS a eu accès à l'information voulue pour lui permettre de prendre part à l'audience et de faire part de ses préoccupations à l'Office.</p> <p>L'Office estime qu'il ne serait pas raisonnable de reporter l'étude du projet dans l'attente de nouveaux développements en matière de DFTT entre la C-B, le Canada et la PNS. Il constate en outre que la superficie de terrain requise pour le projet est</p>
	<p>La PNS s'est dite préoccupée par les incidences éventuelles du projet sur des terres qui pourraient être cédées dans le contexte des droits fonciers issus de traités (DFTT)</p>	<p>s.o.</p>		

Organismes et groupes intéressés	Commentaires	Section du REEP avec formulation modifiée	Réponse de NGTL	Raison pour laquelle aucun changement n'a été apporté au REEP
	La PNS a mentionné que l'avis et la consultation pour le projet n'avaient pas été à la hauteur et que cela visait aussi NGTL.	s.o.	NGTL a indiqué qu'elle avait entrepris de consulter la PNS au sujet du projet en août 2008. NGTL a joint à sa demande, ainsi qu'à des documents déposés par la suite, des preuves de ses activités de consultation auprès de la PNS, tout comme d'ailleurs à sa réponse aux commentaires de la PNS sur l'ébauche du REEP. Les activités et prises de contact avec la PNS indiquées par NGTL s'étendent du 20 août 2008 au 28 janvier 2010.	L'Office est d'avis que tous les groupes autochtones susceptibles d'être touchés par le projet et qui ont été recensés, y compris la PNS, ont obtenu suffisamment de détails sur le projet et ont eu l'occasion de faire part de leur point de vue à NGTL et à l'Office en temps opportun pour pouvoir leur compte de leur opinion pendant le processus décisionnel. L'Office prend acte de l'engagement de NGTL à l'endroit d'une consultation et d'une participation constantes des populations autochtones pendant toute la durée du projet.
	La PNS a mentionné que l'avis et le dialogue avant d'établir la portée de l'ÉE n'avaient pas non plus été à la hauteur.	s.o.	NGTL a fait remarquer que l'Office a communiqué avec tous les groupes autochtones recensés, dont la PNS, au sujet de la description du projet de NGTL en décembre 2008. Elle a aussi fait remarquer que l'Office avait rendu public son ordonnance d'audience à l'égard de l'instance GH-1-2009 le 16 juin 2009 et que l'annexe V de cette ordonnance présentait la portée initiale de l'ÉE. Le processus pour la formulation de commentaires au sujet de l'ÉE était présenté à la section 10 de l'ordonnance. Le processus de l'Office donnait l'occasion aux parties, dont le gouvernement et les groupes	L'Office remarque que la portée de l'ÉE présentée dans l'ordonnance d'audience GH-1-2009 précise qu'au nombre des facteurs, il y a les effets environnementaux et les effets cumulatifs probables compte tenu d'autres projets, ainsi que les effets du projet sur l'usage des terres et des ressources à des fins traditionnelles par les Autochtones. L'Office indique qu'une copie de l'ordonnance d'audience GH-1-2009 a été signifiée à la PNS, que des commentaires sur la portée de l'ÉE ont été demandés, et que l'Office n'a reçu aucun commentaire de la PNS. L'Office indique par ailleurs que sa liste révisée des questions pour l'instance, produite le 22 juillet 2009, comprenait les « incidences éventuelles du projet sur les intérêts autochtones ». L'Office est d'avis que tous les groupes autochtones susceptibles d'être touchés par le projet et qui ont été

Organismes et groupes intéressés	Commentaires	Section du REEP avec formulation modifiée	Réponse de NGTL	Raison pour laquelle aucun changement n'a été apporté au REEP
	<p>En réaction à la section 5.0, la PNS a dit qu'il était faux et incorrect d'indiquer que la PNS avait participé directement à l'étude de NGTL sur l'UTFT pour le projet.</p>	<p>s.o.</p>	<p>autochtones, de soumettre des commentaires et de poser des questions dans le contexte de l'ÉE du projet. Par ailleurs, le BGGP a communiqué avec la PNS par voie de lettre en date du 24 septembre 2009. Cette lettre précisait la façon dont le gouvernement allait s'acquiescer de ses obligations en matière de consultation des groupes autochtones pour ce qui est du projet.</p> <p>NGTL a indiqué qu'en compagnie de TERA Environmental Consultants, elle avait eu plusieurs rencontres avec des représentants de la PNS entre mars et septembre 2009 afin de discuter du déroulement éventuel des études sur l'UTFT pour le projet.</p> <p>NGTL a mentionné que des études sur le terrain ont été effectuées le long du parcours proposé pour le pipeline à l'été et à l'automne 2009, dont des études sur l'UTFT. NGTL a signalé que la PNS avait tenu un atelier avec des aînés le 22 septembre 2009 et qu'à cette occasion, TERA et NGTL avaient présenté une mise à jour du projet et avaient animé une discussion sur l'UTFT dans la zone du projet. Le 23 septembre 2009, TERA et la PNS ont visité un site avec des aînés.</p> <p>NGTL a dit que TERA avait communiqué avec la PNS le 5 octobre 2009 afin d'organiser une</p>	<p>recensés, y compris la PNS, ont obtenu suffisamment de détails sur le projet et ont eu l'occasion de faire part de leur point de vue à NGTL et à l'Office en temps opportun pour pouvoir tenir compte de leur opinion pendant le processus décisionnel.</p> <p>L'Office juge que NGTL a donné l'occasion à la PNS de participer à l'étude sur l'UTFT pour le projet. Il constate que la PNS a fourni des renseignements sur l'UTFT dans le cadre de l'étude. L'Office estime en outre que la PNS a eu accès à l'information voulue pour lui permettre de prendre part à l'audience et de faire part à l'Office de ses préoccupations au sujet de l'UTFT.</p> <p>Si le projet était approuvé, conformément à la recommandation H NGTL devrait déposer auprès de l'Office et des groupes autochtones participants un exemplaire du rapport définitif sur l'UTFT pour le projet. Si de nouvelles préoccupations sont soulevées, aux termes de la recommandation H, NGTL devrait inclure dans le rapport définitif sur l'UTFT une description de toute question ou préoccupation supplémentaire soulevée à ce sujet, les mesures prises ou à prendre par NGTL à cet égard et toutes les questions non réglées.</p> <p>L'Office est d'avis, compte tenu des mesures d'atténuation et des marches à suivre décrites dans la demande de NGTL et dans les documents que celle-ci a déposés par la suite, ainsi que des</p>

Organismes et groupes intéressés	Commentaires	Section du REEP avec formulation modifiée	Réponse de NGTL	Raison pour laquelle aucun changement n'a été apporté au REEP
			<p>rencontre pour l'étude du rapport sur l'UTFT et que TERA lui a mentionné que la PNS avait déclaré ne pas pouvoir examiner le rapport avant la partie orale de l'audience le 17 novembre 2009. Un rapport d'étape sur l'UTFT énumérant les sites d'intérêt repérés par la PNS a été présenté à l'Office le 12 novembre 2009.</p>	<p>engagements pris par NGTL dans ses différentes présentations et au cours de l'audience, et aussi compte tenu des recommandations de l'Office, que les incidences sur les terres et les ressources à des fins traditionnelles par les groupes autochtones seront atténuées dans toute la mesure du possible.</p>
NGTL	<p>NGTL a recommandé d'éclaircir la formulation à la section 8.4.8 de manière à éliminer la référence aux « moose ticks » dans la description des sites d'UTFT pour la superficie au sol du projet et les terrains adjacents.</p> <p>En réponse à la section 5.0 sur la description de l'environnement, plus précisément sur l'usage des terres et des ressources à des fins traditionnelles, NGTL a fait remarquer que des réunions sur les mesures d'atténuation avaient été tenues avec tous les groupes autochtones qui ont demandé de telles réunions. Elle a par ailleurs mentionné qu'une réunion avec la PNS pour discuter de la mise en œuvre des mesures d'atténuation avait été convenue, mais non tenue. En outre, NGTL a indiqué que la PNS n'a pas encore établi si une réunion sur les mesures d'atténuation sera requise par la collectivité.</p>	<p>Section 8.4.8</p> <p>Section 5.0 et section 8.4.8</p>		
	<p>En réponse à la section 5.0 sur la description de l'environnement, plus précisément sur les ressources patrimoniales, archéologiques et paléontologiques, NGTL a fait remarquer que des évaluations des incidences avaient été effectuées tout le long du parcours en C-B, et en Alberta.</p>	<p>Section 5.0</p>		

Organismes et groupes intéressés	Commentaires	Section du REEP avec formulation modifiée	Réponse de NGTL	Raison pour laquelle aucun changement n'a été apporté au REEP
	<p>En réponse à la section 8.4.4, NGTL n'est pas d'accord avec l'énoncé voulant que si un franchissement avec FDH échouait et nécessitait la prise de mesures d'urgence, elle devrait alors demander à MPO de passer le plan en revue. NGTL a indiqué que des plans avaient déjà été inclus dans sa demande à MPO, ce qui fait qu'en cas d'échec d'un FDH, MPO aurait déjà étudié et approuvé la méthode d'urgence envisagée.</p>	Section 8.4.4		
	<p>En réponse à la section 8.4.7, NGTL a demandé de préciser la présence de « deux espèces fauniques répertoriées à l'annexe 1 de la LEP dans des aires de distribution et habitats avoisinant la zone du projet ».</p>	Section 8.4.7		

Annexe VI

Directives relatives à la demande d'exemption

En ce qui a trait aux tronçons du pipeline au sujet desquels une exemption est demandée pour les essais hydrostatiques, la demande d'exemption aux exigences du chapitre 8 de la norme CSA Z662-07 et de l'alinéa 4(1)d) du RPT-99 doit être présentée conformément aux dispositions du paragraphe 48(2.1) de la Loi sur l'ONÉ et déposée auprès de l'Office au plus tard 30 jours après la délivrance d'un certificat pour le projet. La demande d'exemption doit notamment renfermer :

- a) une proposition pour la vérification par un tiers indépendant de la mise en œuvre du SGQ, de l'AIV et des processus connexes pour le projet ainsi que de leur efficacité au chapitre de l'équivalence aux essais hydrostatiques. La proposition doit comprendre –
 - i. les noms d'au moins trois tiers indépendants proposés pour effectuer la vérification mentionnée,
 - ii. un énoncé de travail proposé pour la vérification par le tiers,
 - iii. les critères définissant l'« indépendance » des tiers;
- b) les critères proposés pour le choix des importants tronçons représentatifs du pipeline de classe 1 pour les essais hydrostatiques aux fins de validation du processus de l'AIV et de sa mise en œuvre. Ces critères doivent être élaborés de manière à faire la preuve que les tronçons choisis pour les essais sont représentatifs de la nature générale du projet;
- c) un programme d'essais hydrostatiques pour les tronçons du pipeline de classe 1 devant subir ces essais qui répond aux exigences du RPT-99 et de la norme CSA Z662-07;
- d) la version du SGQ et du processus AIV qui sera utilisée au cours du projet;
- e) les dates et lieux des essais de qualification pour les END des soudures, la fabrication de l'acier, le laminage des tubes et le revêtement, ou si ces dates surviennent avant la présentation de la demande d'exemption, la documentation requise par le processus AIV, section 7.1 sur le contrôle du processus, sous-section vi sur la documentation;
- f) un calendrier proposé pour les principaux jalons du projet;
- g) un plan de détection des fuites propre au projet, qui comprend à tout le moins –
 - i. la méthode de détection des fuites proposée et les indicateurs de rendement,
 - ii. les mesures de sécurité pour le public et le personnel de la construction qui seront mises en œuvre pendant les essais,

- iii. la prise en compte des conditions météorologiques et environnementales du projet, notamment une description et la prise de mesures d'atténuation à l'égard de tout facteur susceptible d'entraîner des résultats inexacts ou peu concluants (p. ex., le temps, la topographie, les conditions du sol, la présence d'eau, des émissions de gaz dans le voisinage sans lien avec le projet, etc.),
- iv. la description des données devant être déposées au sujet des résultats des essais de détection de fuite, notamment les conditions météorologiques et environnementales pendant ces essais.

DÉCISION

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2011-083 Motifs	R-3757-2011	30 juin 2011
----------------------	-------------	--------------

PRÉSENT :

Richard Lassonde
Régisseur

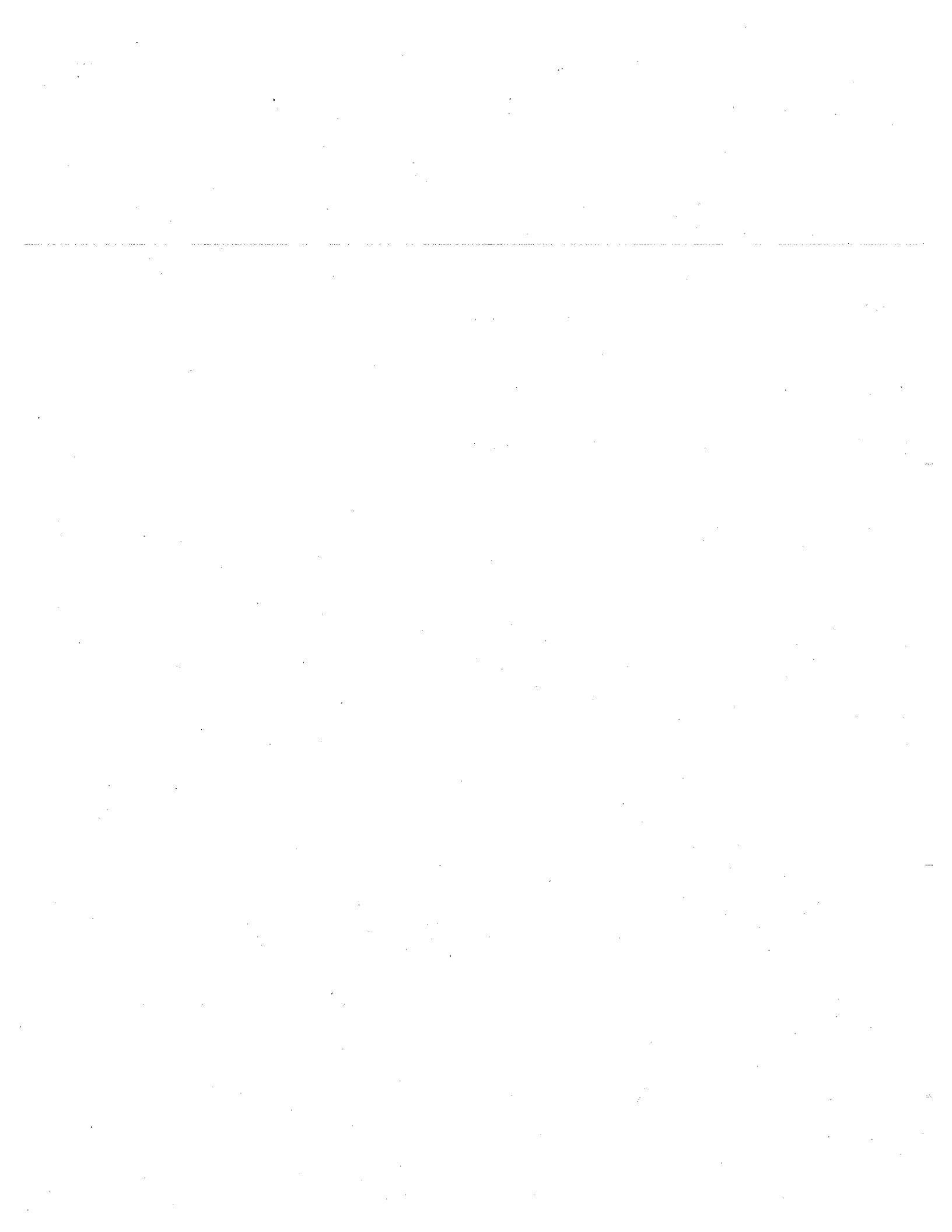
Hydro-Québec
Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

Motifs de la décision D-2011-083

*Demande du Transporteur relative au projet de
raccordement des centrales du complexe de la Romaine au
réseau de transport*



Intervenants :

- Newfoundland and Labrador Hydro (NLH);
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA).

1. DEMANDE

[1] Le 25 février 2011, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur) dépose auprès de la Régie de l'énergie (la Régie) une demande basée sur les articles 31 (5°) et 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la Loi) afin d'obtenir l'autorisation requise pour l'acquisition et la construction d'immeubles ou d'actifs dans le cadre de son projet de raccordement des centrales du complexe de la Romaine au réseau de transport (le Projet).

[2] Le 16 juin 2011, la Régie a accueilli la demande du Transporteur et autorisé le Projet par sa décision finale D-2011-083 avec motifs à suivre.

[3] La Régie explicite ci-après ses motifs de décision.

2. CONTEXTE

[4] Le Projet répond à la demande d'Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le Producteur) afin d'intégrer au réseau de transport 1 550 MW de nouvelle production hydroélectrique en provenance du complexe de la Romaine.

[5] L'aménagement du complexe de la Romaine a fait l'objet de rapports favorables du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement du Québec (BAPE).

[6] Il est utile de citer la conclusion suivante du rapport 256 de février 2009 du BAPE sur le Projet d'aménagement d'un complexe hydroélectrique sur la rivière Romaine :

« Au terme de son analyse, la commission d'enquête constate que le projet répond à trois des objectifs de la stratégie énergétique du Québec, qui sont de renforcer la sécurité des approvisionnements en énergie, d'utiliser davantage l'énergie comme levier de développement économique et d'accorder une plus grande place aux communautés locales et aux nations autochtones dans le développement énergétique. Pour atteindre ces objectifs, la Stratégie prévoit, entre autres, une accélération du développement hydroélectrique pour accroître les exportations d'électricité dans le marché de court terme. »

[7] Le rapport 270 du BAPE d'août 2010 porte plus spécifiquement sur le projet du Transporteur, soit le Projet d'expansion du réseau de transport en Minganie – raccordement du complexe de la Romaine, où le BAPE conclut :

« À la suite de son analyse, la commission d'enquête estime que le projet d'expansion du réseau de transport en Minganie - raccordement du complexe de la Romaine est justifié et pourrait être autorisé avec certaines conditions visant à assurer sa réalisation dans une perspective de développement durable. »

[8] De plus, Hydro-Québec a été autorisée par décrets du gouvernement à procéder à l'implantation des centrales en question. Les deux principaux sont le décret 530-2009 du 6 mai 2009 *Concernant la délivrance d'un certificat d'autorisation à Hydro-Québec pour le projet d'aménagement du complexe hydroélectrique de la rivière Romaine sur le territoire de la municipalité régionale de comté de Minganie* et le décret 537-2009, aussi du 6 mai 2009, *Concernant l'autorisation à Hydro-Québec de construire le complexe hydroélectrique de la Romaine, les routes d'accès ainsi que les infrastructures et les équipements connexes.*

[9] La Régie cite ces documents publics pour indiquer qu'il y a eu, en amont de la décision qu'elle a rendue dans le présent dossier, des décisions gouvernementales dont elle doit tenir compte et qui font partie du vaste concept d'intérêt public prévu à l'article 5 de la Loi :

« 5. Dans l'exercice de ses fonctions, la Régie assure la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable du transporteur d'électricité et des distributeurs [...]. »

[10] L'Office national de l'énergie (ONE) aux motifs de sa décision EH-1-2000, l'affaire *Sumas Energy 2, Inc.*, a fait une analyse exhaustive et intéressante du concept d'intérêt public ou d'utilité publique. Les extraits suivants sont particulièrement pertinents :

« [...] »

D'une façon générale, la jurisprudence et divers traités juridiques ont considéré l'« utilité publique » comme synonyme d'« intérêt public » [note

de bas de page omise]. *L'Office est d'accord avec les déclarations suivantes sur la question de l'intérêt public, que la Commission de l'énergie de l'Ontario a formulées dans une décision rendue en 1985 :*

[TRADUCTION] De toute évidence, il n'existe pas de critère immuable de détermination de l'intérêt public qui vaille pour tous les cas. Tout comme les notions de « juste et raisonnable » et d'« utilité publique », les critères relatifs à l'intérêt public dans une situation donnée sont compris, plutôt que définis, et il se pourrait, en fait, qu'il ne soit d'aucune utilité de tenter de les définir avec précision. Il convient plutôt de laisser à ceux qui doivent parvenir à une conclusion le soin de trouver un équilibre entre les « gains et pertes », avantages et inconvénients, qui sont considérés comme pertinents au moment en question.

L'intérêt public est un concept dynamique qui varie d'une situation à l'autre, ne serait-ce que parce que la valeur attribuée aux intérêts antagonistes en jeu change. Il s'ensuit que les critères suivant lesquels l'intérêt public est servi peuvent aussi changer au gré des circonstances.

*L'arrêt de la Cour suprême du Canada dans l'affaire *Memorial Gardens Assn. (Can.) Ltd. v. Colwood Cemetery Co.* est un des principaux cas de jurisprudence cité à propos de la signification des termes « utilité publique ». Dans cette cause, le juge Abbot a fait la remarque suivante :*

[TRADUCTION] À mon sens, il ne serait ni pratique ni souhaitable d'essayer de donner une définition précise, d'application générale, de ce qui constitue l'utilité publique. Comme la jurisprudence américaine l'a souvent fait remarquer, le sens de cette notion dans un cas particulier devrait être défini par référence au contexte, ainsi qu'au but et à l'objet du texte législatif qui en fait mention.

[...]

*En octobre 1997, la Commission d'examen public conjoint des projets gaziers de l'île de Sable, citant l'arrêt *Memorial Gardens* dans une de ses décisions, a formulé la conclusion suivante :*

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. »

[nous soulignons]

[11] Au Québec, en vertu des dispositions de l'article 2 de la Loi, les lignes et équipements du Transporteur font partie du réseau de transport d'électricité. Dans certaines autres juridictions, ces équipements, notamment les lignes autrement désignées comme des *generator leads*, seraient considérés comme faisant partie des équipements du producteur d'électricité.

[12] Il s'ensuit que les centrales du complexe de la Romaine et les lignes et équipements du Projet sont inextricablement reliés. Ainsi, lorsque le gouvernement a autorisé Hydro-Québec à construire les centrales du complexe de la Romaine, il faut conclure qu'il a implicitement et indirectement décrété que leur raccordement au réseau de transport du Transporteur était inévitable.

[13] Dans ce contexte, il est manifeste que le raccordement au réseau de transport d'électricité des centrales du complexe de la Romaine est d'intérêt public.

[14] Ce que la Régie doit décider porte sur les aspects économiques et techniques du Projet.

[15] La Régie doit notamment s'assurer que le coût du Projet de 1,8 G\$ soit (i) réparti entre le Producteur et le Transporteur conformément aux *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* (les Tarifs et conditions) et (ii) que les engagements contractés par le Producteur afin de couvrir les frais d'intégration assumés par le Transporteur le soient également.

3. ANALYSE ET CADRE RÉGLEMENTAIRE

[16] En vertu de l'article 73 de la Loi, le Transporteur doit obtenir l'autorisation de la Régie, aux conditions et dans les cas qu'elle fixe par règlement, pour étendre, modifier ou changer l'utilisation de son réseau de transport.

[17] Le Transporteur doit obtenir une autorisation spécifique et préalable de la Régie lorsque le coût global d'un projet est égal ou supérieur à 25 M\$, conformément aux dispositions du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie* (le Règlement).

[18] L'analyse de la Régie porte sur l'examen des informations requises par l'article 2 du Règlement :

- les objectifs visés par le Projet;
- la description du Projet;
- la justification du Projet en relation avec les objectifs visés;
- les coûts associés au Projet;
- l'étude de faisabilité économique du Projet;
- la liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois;
- l'impact sur les tarifs, incluant une analyse de sensibilité;
- l'impact sur la qualité de prestation du service de distribution d'électricité;
- le cas échéant, les autres solutions envisagées, accompagnées des renseignements visés aux paragraphes précédents.

3.1 OBJECTIFS VISÉS PAR LE PROJET

[19] Le Projet répond à la demande du Producteur afin de raccorder au réseau de transport 1 550 MW de nouvelle production hydroélectrique en provenance du complexe de la Romaine. Le Projet s'inscrit dans la catégorie d'investissements « croissance des besoins de la clientèle » du Transporteur.

[20] L'objectif du Transporteur est de satisfaire à la demande de son client en respectant différentes contraintes, dont les suivantes : la solution de raccordement retenue doit être réalisable aux plans technique et économique, répondre aux critères de conception du réseau de transport et présenter un impact environnemental acceptable pour la société, le tout dans le respect de la mission du Transporteur. Le raccordement doit aussi prendre en compte le développement futur du réseau dans la région où se situe la

Minganie, soit l'axe nord-est du Québec, où la réalisation de plusieurs projets de production hydraulique est prévue.

3.2 DESCRIPTION DU PROJET

[21] Le Projet vise plus particulièrement à raccorder au réseau de transport les quatre centrales hydroélectriques du complexe de la Romaine d'une puissance respective de 270 MW (de la Romaine-1), 640 MW (de la Romaine-2), 395 MW (de la Romaine-3) et 245 MW (de la Romaine-4). Les mises en service de ces centrales s'échelonnent de 2014 à 2020.

[22] Le Projet est présenté en trois parties, soit les interventions sur le réseau local, celles sur le réseau principal du Transporteur et celles sur le réseau de télécommunications. Il implique la réalisation de travaux de modifications et d'ajouts requis localement pour raccorder les nouvelles centrales au réseau principal, l'ajout à ce réseau du nouveau poste Outardes, l'ajout d'équipements et la modification des protections et des automatismes dans des postes existants et, finalement, l'ajout d'installations de télécommunications nécessaires à l'exploitation du réseau de transport modifié.

3.2.1 RACCORDEMENT AU RÉSEAU LOCAL

[23] Le Transporteur mentionne que des nouvelles lignes de transport relieront les postes de départ des centrales aux postes existants Arnaud et Montagnais. Le niveau de tension des infrastructures pour le raccordement des centrales du complexe de la Romaine est établi à 735 kV, avec un mode d'exploitation initial à 315 kV, jusqu'à l'ajout de nouvelle production. Ainsi, le réseau de transport projeté du complexe de la Romaine pourra ultérieurement être exploité à 735 kV, augmentant ainsi la capacité de transit.

[24] Le mode d'intégration retenu est le suivant : acheminer la puissance des centrales de la Romaine-1 et de la Romaine-2 vers la section à 315 kV du poste Arnaud actuel et celle des centrales de la Romaine-3 et de la Romaine-4 vers la section à 315 kV du poste Montagnais actuel, ces deux postes étant situés sur la Côte-Nord.

[25] Pour des raisons de fiabilité et afin de respecter le critère de la réserve tournante de 10 minutes limitée à 1 000 MW, une puissance de plus de 1 000 MW ne peut être tributaire d'un seul élément, par exemple, une seule ligne, un seul transformateur, etc. Conséquemment, le raccordement des centrales de la Romaine sur deux axes indépendants s'impose.

3.2.2 AJOUTS AU RÉSEAU PRINCIPAL

[26] Le Transporteur souligne d'abord que la solution qu'il a retenue afin de raccorder le complexe de la Romaine au réseau de transport principal répond de façon optimale à la demande de raccordement du Producteur et qu'il s'agit d'une solution qui s'inscrit dans le cadre de la Stratégie énergétique du Gouvernement du Québec.

[27] Les travaux requis sur le réseau de transport principal sont essentiellement les suivants :

- l'ajout de nouvelles plates-formes de compensation série à des endroits spécifiques du réseau;
- la mise à niveau de plates-formes de compensation série existantes;
- l'ajout de batteries de condensateurs shunts;
- l'ajout d'inductances shunt;

- les modifications de protections et automatismes;
- l'implantation d'un poste de sectionnement à 735 kV.

[28] Ces travaux visent à assurer la stabilité de l'ensemble du réseau interconnecté et permettre de bien distribuer les équipements de compensation de puissance réactive requise à la pointe pour exploiter efficacement le réseau de transport principal.

3.2.3 AJOUTS AU RÉSEAU DE TÉLÉCOMMUNICATIONS

[29] Tant au niveau du réseau local qu'au niveau du réseau principal, de nouvelles liaisons de télécommunications doivent être mises en place afin de transporter les signaux requis pour l'exploitation du réseau de transport. Afin d'étendre le réseau de transport de télécommunications au complexe de la Romaine, des liaisons optiques établies dans des câbles de garde avec fibres optiques (CGFO) seront déployées sur l'ensemble des nouvelles lignes de transport qui seront construites pour le raccordement du complexe de la Romaine. Au total, environ 500 km de nouveaux CGFO seront déployés.

[30] Les travaux requis au réseau de télécommunications pour l'intégration du nouveau poste Outardes consistent en la mise en place d'une liaison optique, établie dans un CGFO qui sera déployé sur le nouveau tronçon de ligne construit entre les postes Micoua et Outardes. Pour compléter la mise en place des nouvelles liaisons optiques, le Projet implique l'installation de plusieurs équipements, tels que les appareillages optoélectroniques, les multiplexeurs, les appareillages de synchronisation, les systèmes de télésurveillance, les systèmes d'alimentation primaires ainsi que les équipements accessoires.

3.2.4 SOLUTIONS ENVISAGÉES

[31] Le Transporteur explique dans sa demande qu'il n'a pas envisagé d'alternative pour le raccordement au réseau local parce que, selon lui, aucune alternative valable n'existe.

[32] Pour ce qui est des travaux requis au réseau principal, le Transporteur présente les solutions suivantes et la comparaison économique justifiant son choix :

- solution 1 : utilisation de la technologie de la compensation série;
- solution 2 : utilisation d'une nouvelle ligne terrestre;
- solution 3 : utilisation de câbles sous-marins.

[33] Le Transporteur conclut de son analyse économique que la solution retenue, soit l'utilisation de la technologie de la compensation série, est nettement plus intéressante que les deux solutions alternatives envisagées, puisque son coût de 396 M\$ est nettement inférieur au coût de 950 M\$ de la solution 2 ainsi qu'à la fourchette de coûts variant entre 2 505 M\$ et 3 835 M\$ pour la solution 3.

[34] Par ailleurs, le Transporteur informe la Régie que des études portant sur la construction d'une nouvelle ligne de transport pour relier le réseau nord-est à la boucle montréalaise sont actuellement en cours. Les conclusions de ces études sont attendues pour la fin de 2012. Si cette option s'avérait viable, tant sur les plans techniques qu'économiques, elle pourrait être envisagée en remplacement de la solution retenue pour le renforcement du réseau principal. Si tel est le cas, le Transporteur en informera la Régie.

3.3 JUSTIFICATION DU PROJET EN RELATION AVEC LES OBJECTIFS VISÉS

[35] Comme mentionné plus haut, la construction du complexe de la Romaine et des lignes et équipement du Projet sont inextricablement reliés.

[36] Le Transporteur souligne que le Projet sous étude a été optimisé de façon à assurer que les installations et les équipements projetés soient la meilleure solution au point de vue économique pour satisfaire les objectifs visés.

[37] Le Projet s'inscrit dans la mission de base du Transporteur et permet de raccorder les nouvelles centrales du complexe de la Romaine au réseau de transport en offrant à son client un service de transport qui répond à ses besoins, tout en respectant les critères de conception du réseau de transport.

[38] De plus, le Projet s'inscrit dans le cadre de la Stratégie énergétique du Gouvernement du Québec.

3.4 COÛTS DU PROJET

[39] Les coûts totaux pour le raccordement des centrales du complexe de la Romaine s'élèvent à 1 842,1 M\$, dont un montant de 11,9 M\$ pris à même le budget des investissements annuels 2010 pour les projets de moins de 25 M\$ pour le raccordement du chantier. Le coût du Projet sous étude est donc de 1 830,2 M\$.

[40] Ce coût comprend un montant de 104 M\$ pour des travaux réalisés par le Producteur et remboursés par le Transporteur, tels que l'aménagement d'une partie des sites et la construction d'ouvrages civils et mécaniques particuliers. Le coût total des divers travaux associés au Projet et directement encouru par le Transporteur s'élève à 1 726,2 M\$. Le tableau suivant montre la répartition des coûts d'avant-projet et de projet par élément :

TABEAU 1
COÛTS DES TRAVAUX D'AVANT-PROJET ET DE PROJET PAR ÉLÉMENT
(EN M\$)

<i>(en milliers de dollars de réalisation)</i>	Lignes	Postes	Total transport	Télécommunications	Sous-total	Coûts remboursés au Producteur	Global
Avant-projet							
Études	11 383,3	5 222,1	16 605,4	2 640,2	19 245,6	-	19 245,6
Autres coûts	82,4	108,4	190,8	-	190,8	-	190,8
Frais financiers	2 684,7	548,7	3 233,4	85,7	3 319,1	-	3 319,1
Sous-total	14 150,4	5 879,2	20 029,6	2 725,9	22 755,5	-	22 755,5
Projet							
Ingénierie interne	17 583,9	23 921,3	41 505,2	2 393,0	43 898,2	1 760,0	45 658,2
Ingénierie externe	15 476,7	37 158,6	52 635,3	5 005,0	57 640,3	4 470,0	62 110,3
Client	15 083,8	43 601,2	58 685,0	6 117,8	64 802,8	-	64 802,8
Approvisionnement	231 675,0	185 718,6	417 393,6	12 971,4	430 365,0	-	430 365,0
Construction	388 024,7	217 519,0	605 543,7	9 125,0	614 668,7	49 700,0	664 368,7
Clé en main	-	33 643,3	33 643,3	21 057,3	54 700,6	-	54 700,6
Gérance interne	40 036,1	35 588,1	75 624,2	4 122,7	79 746,9	10 770,0	90 516,9
Gérance externe	15 091,3	6 500,0	21 591,3	-	21 591,3	-	21 591,3
Provision	71 678,1	71 649,1	143 327,2	4 474,6	147 801,8	10 000,0	157 801,8
Autres coûts	15 988,9	17 097,4	33 086,3	-	33 086,3	9 600,0	42 686,3
Frais financiers	88 343,2	60 905,5	149 248,7	5 913,2	155 161,9	17 700,0	172 861,9
Sous-total	898 981,7	733 302,1	1 632 283,8	71 180,0	1 703 463,8	104 000,0	1 807 463,8
TOTAL	913 132,1	739 181,3	1 652 313,4	73 905,9	1 726 219,3	104 000,0	1 830 219,3

Source : Tableau établi à partir des pièces B-0004, page 41 et B-0015, page 22.

[41] Le coût du raccordement des centrales du complexe de la Romaine au réseau principal s'élève à 1 330 M\$, alors que celui des travaux requis sur le réseau principal s'établit à 396 M\$.

3.5 ÉTUDE DE FAISABILITÉ ÉCONOMIQUE DU PROJET, IMPACT SUR LES TARIFS ET ANALYSE DE SENSIBILITÉ

[42] Le Projet s'inscrit dans la catégorie d'investissements « croissance des besoins de la clientèle » du Transporteur.

[43] Selon les dispositions des Tarifs et conditions en vigueur à la date de la signature de l'entente de raccordement pour l'intégration de centrales au réseau de transport d'Hydro-Québec entre Hydro-Québec TransÉnergie et Hydro-Québec Production (l'Entente de raccordement), le montant maximal des frais d'intégration pouvant être assumés par le Transporteur est de 923,8 M\$. Le montant de l'excédent à assumer par le Producteur représente une part importante du coût du Projet, soit 918,3 M\$.

[44] Selon l'appendice J des Tarifs et conditions, ces montants doivent être majorés afin de tenir compte des frais d'entretien et d'exploitation ainsi que des taxes applicables. Ainsi, les montants maximaux assumés par le Transporteur s'élèvent à 1 097,9 M\$ et la contribution estimée du Producteur s'établit à 1 091,4 M\$. Le tableau suivant présente les coûts estimés pour assurer le raccordement des centrales du complexe de la Romaine.

Tableau 2

	Coût des ajouts au réseau	Frais d'entretien et d'exploitation et taxes	Total
Frais estimés totaux pour le projet	1 842,1 M\$	347,2 M\$	2 189,3 M\$
Montants assumés par Transporteur (frais d'intégration et engagement du Producteur sous 12A.2i)	923,8 M\$	174,1 M\$	1 097,9 M\$
Montant additionnel (contribution du Producteur)	918,3 M\$	173,1 M\$	1 091,4 M\$

[45] Afin de déterminer l'impact sur les revenus requis à la suite de la mise en service du Projet, le Transporteur, sur la base des coûts du Projet nets de la contribution estimée du Producteur, prend en compte les coûts associés à l'amortissement, au financement, à la taxe sur les services publics, aux frais d'entretien et d'exploitation ainsi que des besoins de transport qui atteindront 1 550 MW en 2020.

[46] Les questions relatives à la faisabilité économique du Projet et à l'impact tarifaire ont été sujettes à controverse entre les participants au présent dossier, notamment en ce qui a trait au sens à donner à l'article 12A.2 des Tarifs et conditions et la conformité des engagements contractuels du Producteur censés couvrir les montants assumés par le Transporteur.

[47] NLH demande à la Régie de rejeter la demande d'autorisation du Projet, entre autres, parce que la demande serait incomplète vu l'absence d'une convention de service spécifique au Projet (« *the absence of a specific transmission service agreement* »).

[48] S.É./AQLPA demande à la Régie de rejeter ou de suspendre l'autorisation du Projet pour des motifs semblables reliés à la défektivité de l'Entente de raccordement qui contreviendrait à l'article 12A.2 des Tarifs et conditions, qui requerrait que la « *promesse d'achat de service de transport avec TransÉnergie (art. 12A.2 ii) ou la Convention de service de transport (art. 12A.2 i) soient pour des nouvelles ventes.* » et que les conventions de service entre le Transporteur et le Producteur déjà existantes ne pourraient suffire à neutraliser une partie du coût de raccordement des centrales du Projet.

3.5.1 OBSERVATIONS DE NLH

[49] La Régie reproduit ci-dessous les arguments de NLH sur la question de l'absence d'une convention de service spécifique au Projet :

« Application of Section 12A.2

The principle issue in the authorization request presented by HQT is the lack of a specific transmission service agreement. The delivery of production from the Romaine facility will necessitate that either Point-to-Point transmission service or Native-Load transmission service be used for this function. The magnitude of each transmission service type will be dependent upon the capacity that is designated at the Romaine plant for Native load use. In effect, article 26 of the Connection Agreement executed between HQ and HQT and filed as "Annexe 1" [note de bas de page omise] does not include the required reference to a specific and executed transmission service agreement. At the face of the document it appears that the production from the La Romaine complex will be sunk in Québec. No sales to the load exist and no Point-to-Point service appears in the evidence as required by Section 12A of the OATT. As a result it appears that the facility has been designated as a resource to serve Native Load and that firm Point to Point transmission service will not be required for export purposes.

The rule of 12A

The principle underpinning article 12A is that a market participant is required to purchase transmission service in order to provide additional revenues to HQT to offset the additional costs created by the connection project.

In the decisions D-2006-66 and D-2007-08 the Régie established the rules for the connection of a new generating plant:

In D-2006-66 the Régie declared:

"L'objectif de l'article 12A.2 est d'assurer que tout nouveau raccordement de centrale génère des revenus additionnels qui permettent de couvrir les coûts qui y sont associés [note de bas de page omise]."

In D-2007-08 the Régie brings a further precision as it adopts modifications to the text of Section 12A:

"La Régie se prononce ci-après sur les modifications proposées par le Transporteur, à la lumière de la décision D-2006-66 où elle mentionnait :

« L'objectif de l'article 12A.2 est d'assurer que tout nouveau raccordement génère des revenus additionnels qui permettent de couvrir les coûts qui y sont associés. Cet objectif est assuré par la neutralité tarifaire dont les modalités s'adaptent aux circonstances particulières de chaque projet ».(...)

Selon la Régie, l'utilisation de plusieurs conventions est acceptable s'il est démontré que chacune de ces conventions amène des revenus additionnels au Transporteur et que l'ensemble des revenus additionnels permet de couvrir les coûts additionnels associés au projet.

Par ailleurs, la Régie maintient le concept de signature d'une convention. En conséquence, elle retient en lieu du texte proposé, le texte suivant :

*« Au moins une convention de service doit avoir été signée pour le service de transport ferme de long terme ». » [note de bas de page omise] (*We underlined*).*

Two elements must be present for the test of 12A to be met: (1) a transmission service agreement must be executed [note de bas de page omise]; (2) additional revenues must stem from the transmission service agreement(s).

The Absence of a Transmission Service Agreement

HQ proposes to the Régie that HQ has acquired the necessary transmission service even if the connection agreement executed by HQ does not state this fact. Section 26 of the connection agreement filed in this case only states that HQ elects to proceed in application of sub section 12A.2(i):

"Conformément au paragraphe 6.1e), le Producteur se prévaut de l'engagement prévu au paragraphe i) de l'article 12A.2 des Tarifs et Conditions"

This does not meet the requirement of the OATT, where it is stated explicitly that the mere execution of a Connection Agreement does not constitute a reservation for transmission service [note de bas de page omise].

As stated earlier, either Point to Point or Native Load transmission service is required for connecting the facility. In the case of Point to Point service HQ did not provide a Transmission Service Agreement in support of the allegation that it has effectively purchased point to point service as required under Section 12A.2 (i). The only element of evidence on file is a statement made by HQT to the effect that existing Transmission Service Agreements on the paths HQT-ON, HQT-MASS and HQT-NE, as per Section 13.7 of the OATT, are the service agreements that will be used by HQ [note de bas de page omise].

There is nothing on file stemming from HQ, only a statement made after the fact by HQT; whereby HQT indicates that Transmission Service Agreements exist and that the revenues from these existing transactions cover the costs of the integration of the new power plants of the complex of La Romaine [note de bas de page omise].

The Use of Existing Transmission Service Agreements

HQT declares that HQ will use existing transmission agreements due to the lack of information at article 26 of the Connection Agreement as to where the electricity produced at La Romaine will ultimately be delivered (point of delivery "POD"). HQ did not declare if the existing agreements to be used are Point to Point or Native Load service arrangements.

This creates a certain difficulty. In effect, at the time where these existing transmission service agreements were requested by HQ the point of receipt (POR) that was not specifically identified but described as the HQ system, the La Romaine complex was not part of the HQ system.

In effect, looking at the impact studies carried out by HQT as posted on OASIS we see that the most recent filing by HQ for the La Romaine complex dates of May 2006. Therefore, the final impact study was queued after the request made for the export paths to New York and New England dated January 2006 [note de bas de page omise].

In relation to the use of the existing Point to Point service agreements for export purposes, the POR for the transmission requests to NY and NE are not the same now as they were when the transmission service was granted in 2006, under Section 13.7 of the OATT. HQT is stating that HQ is in effect modifying the POR associated with those service agreements, by claiming that HQ will use those

existing transmission service agreements. In other words, HQT is stating that HQ has requested a modification to the existing transmission service.

The OATT allows for modifications to transmission service agreements at Section 22.2 for firm service:

“Any request by a Transmission Customer to modify Points of Receipt or Delivery on a firm basis shall be treated as a new service request in accordance with Section 17 herein (...)”

Therefore, it is possible to modify an existing transmission service agreement, but such a modification must be treated as a new request and this may trigger the possibility of having to carry out an impact study (Sections 15.2 and 17.5 OATT).

In the Attachment C, describing the methodology for assessing the available transmission capability, we find that the Transmission Provider establishes the Available Transmission Capability (ATC) by taking into account the transmission service for the native load, the existing contracts under which Transmission Service is provided; and the existing accepted or queued valid Applications for Transmission Service.

Considering this methodology we see that in the context of a modification to an existing Transmission Service, HQT must make an assessment in application of Sections 17 and 19 to determine if an impact study is required. To do so it has to establish the ATC on the requested path(s) taking into account that an additional 1,550MW coming from the La Romaine complex is to transit on the existing transmission reservations onto ON, MASS and NE.

System studies have to first be conducted to prove that the energy from Romaine can be ‘collected’ at the HQT hub before being exported. The fact that system upgrades are required to remove congestion at or around the HQT point indicates that the existing Transmission Service Agreements are not suitable and must be modified. To permit these studies to be conducted Romaine has to be identified as a POR, without identifying the POR it is not possible to identify which lines will be delivering the energy and which lines will require the upgrades.

What HQT proposes to do in this instance is to modify the existing Transmission Service Agreements by adding ‘Romaine’ to the list of established POR(S) that can be collected at the “HQT Point” for subsequent export.

In the discussion pertaining to the adoption of the text of 12A in its decision D-2006-66 the Régie identified the possibility for a market participant to modify an existing transmission reservation that the said market participant would use anyway, thus in the opinion of the Régie not providing to HQT the additional revenues sought to be generated to compensate for the new costs:

“Un producteur qui possède déjà des conventions de service de point à point fermes de long terme pourrait ne pas renouveler une réservation existante et utiliser sa nouvelle réservation pour faire ses transactions qu’il ferait de toute façon. Cette opération est réalisable en vertu de l’article 22.1 des Tarifs et conditions” [note de bas de page omise].

Considering this possibility the Régie concluded that the proposed text for Sub-Section 12A.2(i) was acceptable as long as additional revenues are created:

“Concernant la première option, elle est adéquate dans la mesure où l’engagement ferme de long terme conclu avec le producteur génère des revenus additionnels sur une période suffisante pour assurer la neutralité tarifaire du projet.” [note de bas de page omise]

One may argue that the Régie has accepted in the past the use of a modified transmission service agreement to meet the requirement of 12A.2(i). The case is the integration of the Eastmain 1A/Sarcelle power plants (R-3674-2008).

Here HQT proposed to accept the use of a Transmission Service Agreement executed in October 2006 to connect the power plants Eastmain 1A and Sarcelle expected to be completed in 2012.

The interconnection HQT-ON is a new interconnection, thus not being used by existing generation. In the Eastmain case, we have a situation where new generation is using new transmission. This is not the same situation as what we have here with La Romaine. Therefore, the Eastmain 1-A/Sarcelle precedent is not applicable in the present case.

At this point it is important for HQ to make available the system studies which identified the upgrades which are required to the HQT system. These studies will indicate if the upgrades requested are for Native Load use, which will properly allocate those costs to the domestic rate payer, or if the upgrades requested are for export use thus requiring an impact study on the identified paths and missing in the file.

Considering the lack of evidence filed by HQT as far as transmission service is concerned in application of Section 12A.2; considering that section 22 OATT must be followed when one modifies a transmission service agreement; and considering that no evidence has been provided to support the allegation that the existing transmission service agreements can accommodate the transit of a new 1 550MW of production; it appears reasonable for the Régie to reject the requested approval.

Approving such request filed by HQT would be against OATT rules and previous Régie's decisions.

The Absence of Additional Revenues

The underlying logic of article 12A has been very clearly stated by the Régie. It consists in matching new costs with new revenues. As quoted earlier the Régie states that the transmission agreements must generate additional revenues:

“Selon la Régie, l'utilisation de plusieurs conventions est acceptable s'il est démontré que chacune de ces conventions amène des revenus additionnels au Transporteur et que l'ensemble des revenus additionnels permet de couvrir les coûts additionnels associés au projet.” [note de bas de page omise] (Our emphasis).

The use of existing transmission agreements does not appear to meet the requirement established by the Régie. Existing transmission service agreement(s), either Point to Point or Native Load service, provides existing revenues, since one has to pay regardless of the scheduling made under those agreements. Thus, by allowing the use of existing transmission agreements, it appears that HQT may be enabling HQ to transfer a cost onto the rate payer without obtaining additional revenues. This situation can be cleared up if the working papers for the plants integration are made available. Those papers will show whether the existing Native Load Transmission Service is being used to deliver energy to Quebec Native Load, or if Point-to-Point exports are benefiting from upgrades being

taken to interconnect a new facility to the existing Point to Point service arrangement.

This seems to contradict the regulatory framework based on HQT OATT and previous Régie de l'énergie's decisions. These transmission service acquisitions help reduce the burden of the local rate payer. By transferring these existing revenues onto new costs no new revenues are created. On the contrary, the money collected by HQT remains constant and moreover, the rate payer also absorbs the cost borne by HQT in virtue of Attachment J. One cannot consider existing transmission agreements as "banked" money that can be drawn on to absorb new costs. This invalidates the very reason and principle of Article 12A.

The revenues from these existing transmission service agreements do not cover the cost of the service to deliver energy from Romaine. Transmission upgrade costs include an upfront capital contribution and an annual scheduled fee. The upfront capital costs for La Romaine were not included in the initial capital investment component of the analyses. »

3.5.2 ARGUMENTATION DE S.É./AQLPA

[50] La Régie reprend ci-dessous les extraits pertinents de l'argumentation de cet intervenant portant sur l'Entente de raccordement et les conventions de service :

« 13 - [...] l'entente de raccordement entre TransÉnergie et Hydro-Québec Production est défectueuse, en ce qu'elle contrevient à l'article 12A.2 des Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec, et

[...] ce vice est suffisamment grave pour que l'autorisation d'investissement de raccordement ne soit pas accordée à ce stade (ou subsidiairement soit suspendue jusqu'à ce que le vice soit corrigé par le dépôt d'une nouvelle entente conforme à l'article 12A.2).

14 - L'article 12A.2 des Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec exige que le demandeur d'un raccordement en rembourse le coût complet à TransÉnergie sauf dans la proportion où il aura contracté une promesse d'achat de service de transport avec TransÉnergie (art. 12A.2 ii) ou, mieux encore, s'il a effectivement contracté une Convention de service de transport avec TransÉnergie (art. 12A.2 i).

[...]

Cette promesse d'achat de service de transport avec TransÉnergie (art. 12A.2 ii) ou cette Convention de service de transport (art. 12A.2 i) et les revenus de ventes supplémentaires qui en découlent constituent des intrants [soulignés de S.É./AQLPA] dans l'établissement de la faisabilité économique et le calcul de la neutralité tarifaire du projet que le Transporteur doit démontrer à la Régie en vertu du Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie, (2001) 133, G.O. II, 6165, art. 2 (5°) et (7°).

15 - L'article 12A.2 assure que les ventes supplémentaires que l'on invoque pour réduire le coût des travaux que le demandeur de raccordement doit rembourser à TransÉnergie ne reposent pas sur de vagues suppositions.

L'article 12A.2 exige que ces ventes supplémentaires reposent sur un contrat, un engagement juridique du demandeur de raccordement.

[...]

18 - Si un demandeur de raccordement s'avère incapable de fournir une promesse d'achat de service de transport avec TransÉnergie (art. 12A.2 ii) ou une Convention de service de transport (art. 12A.2 i), alors TransÉnergie n'a pas le droit de l'exempter du paiement des pleins coûts de raccordement.

[...]

Le Tribunal a de plus le devoir de refuser d'autoriser des investissements dont la faisabilité économique et la neutralité tarifaire alléguées (qui doivent être prouvées par le Transporteur en vertu du Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie, (2001) 133, G.O. II, 6165, art. 2 (5°) et (7°)) reposeraient sur de vagues suppositions plutôt que ce qui est requis par l'article 12A.2.

19 - Or l'article 12A.2 requiert manifestement que la promesse d'achat de service de transport avec TransÉnergie (art. 12A.2 ii) ou la Convention de service de transport (art. 12A.2 i) soient pour des nouvelles ventes. [soulignés de S.É.-AQLPA]

TransÉnergie ne peut évidemment pas exempter un demandeur de raccordement du paiement des coûts sur la base des ventes de service déjà existantes avant le raccordement. [soulignés de S.É.-AQLPA]

[...]

23 – [...] ce que TransÉnergie a déposé en preuve au présent dossier *ne constitue pas* ce qui est exigé par l'article 12A.2(i) quant à une ou plusieurs Conventions de service de transport.

[...] *L'entente de raccordement HQT-HQP ne comporte aucune désignation de Conventions de service de transport qui aurait été contractée par Hydro-Québec Production.*

[...]

L'article 26 de l'entente de raccordement HQT-HQP au présent dossier ne constitue pas ce qui est requis l'article 12A.2 (i).

[...]

Ce ne sont donc pas les Conventions de service de transport déjà existantes entre HQT et HQP sur les chemins HQT-ONT, HQT-MASS et HQT-NE qui suffiraient à générer des ventes de 1550 MW invoquées par TransÉnergie pour neutraliser une partie du coût de raccordement de La Romaine au présent dossier. Ces ventes supplémentaires ne peuvent provenir que de Conventions de service HQT-HQP à venir, qui n'existent pas déjà (vraisemblablement des conventions de service à venir sur le chemin futur HQT0-New Hampshire s'il se réalise, ce que le Tribunal n'a toutefois pas à décider au présent dossier). »

3.5.3 RÉPLIQUE DU TRANSPORTEUR

[51] Le Transporteur rappelle d'abord le cadre réglementaire d'une autorisation de projet en vertu de l'article 73 de la Loi :

« [...]

En vertu de l'article 73 de la Loi sur la Régie de l'énergie (la « Loi »), le Transporteur doit obtenir l'autorisation de la Régie, aux conditions et dans les cas qu'elle a fixés par son Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie [note de bas de page omise] (le « Règlement »), pour acquérir, construire ou disposer des immeubles ou des actifs destinés au transport d'électricité.

Selon le sous-paragraphe 1° a) du premier alinéa de l'article 1 du Règlement, le Transporteur doit obtenir une autorisation spécifique de la Régie pour acquérir et construire des immeubles ou des actifs destinés au transport d'électricité et dont le coût est de 25 millions de dollars et plus, ce qui est le cas du Projet en cause.

La Régie a déjà déterminé qu'une demande d'autorisation introduite en vertu de l'article 73 de la Loi et du Règlement constitue un exercice d'analyse technico-économique en adéquation avec le cadre réglementaire, qui doit porter sur la justification du projet en regard de ses objectifs et de l'impact du projet sur les tarifs et la fiabilité du réseau de transport d'électricité, conformément aux exigences prescrites par ce cadre réglementaire. »

[52] A cet égard, le Transporteur cite les décisions D-2007-20 et D-2010-084 relatives à la nouvelle centrale thermique de Kuujuaq et l'utilisation des interconnexions HQT-MASS et HQT-NE.

[53] Il souligne que la présente demande s'inscrit dans la continuité des nombreux dossiers qui furent produits auprès de la Régie au fil des ans, notamment des projets de raccordement de centrales (les projets de raccordement des centrales hydroélectriques de la Tournestouc, de l'Eastmain-1, de l'Eastmain-1-A et de la Sarcelle, de la Péribonka ainsi que de la Chute-Allard et des Rapides-des-Cœurs).

[54] Le Transporteur soumet que sa preuve démontre que le Projet s'appuie sur un besoin né et actuel, qui émane d'un client admissible, le Producteur.

« [...]

Le cadre réglementaire qui gouverne les activités du Transporteur prévoit que le client assume les coûts reliés aux services qu'il demande y incluant les investissements en conformité avec le cadre réglementaire précité, y compris les Tarifs et conditions. La preuve démontre la suffisance des engagements financiers

du Producteur. Ainsi, le Projet ne génère pas d'impact tarifaire à la hausse sur l'ensemble des périodes d'analyse visées par le Projet.

Conformément aux Tarifs et Conditions, les clients du Transporteur font à leur gré des demandes dans le système OASIS. Plusieurs facteurs peuvent influencer sur ces demandes, par exemple le contexte global à moyen et long terme dans lequel les clients évoluent, leurs besoins et leurs stratégies. Celles-ci peuvent faire en sorte que les demandes de raccordement de centrales et les demandes de service de transport ne soient pas nécessairement concomitantes, comme c'est le cas dans la présente demande.

Dans le cas d'un raccordement de centrale, la responsabilité des clients est de prendre un des engagements en vertu de l'article 12A.2 des Tarifs et conditions. Lorsque cet engagement consiste en « au moins une convention de service » signée, soit le cas en l'occurrence, la responsabilité du Transporteur est de s'assurer du respect des Tarifs et conditions en prévoyant notamment la suffisance des revenus de cette source.

Plus particulièrement, l'Entente de raccordement, tel que le prévoient les Tarifs et conditions, comporte l'un des engagements prévus à l'article 12A.2 permettant d'assurer la suffisance des revenus pour couvrir les coûts d'intégration du Projet. La démonstration du Transporteur à cet égard est éloquent.

Le Transporteur rappelle que l'article 12A.2 i) stipule ce qui suit :

« 12A.2 Achat de services point à point ou remboursement :

« Lors de la signature de l'Entente de raccordement, les dispositions pour le raccordement de la centrale au réseau prévues aux présentes, notamment celles décrites à l'appendice J, s'appliquent. De plus, le propriétaire de la centrale ou un tiers désigné à cette fin par celui-ci doit, à la satisfaction du Transporteur, prendre au moins un des engagements suivants :

i) Convention de service de transport de long terme :

Au moins une convention de service doit avoir été signée pour le service de transport ferme à long terme. La valeur actualisée des paiements à verser au Transporteur pendant la durée des conventions de service applicables est au moins égale aux coûts encourus par le

Transporteur pour assurer le raccordement de la centrale, moins tout montant remboursé au Transporteur; ».

Tel qu'il appert de la preuve déposée par le Transporteur dans ce dossier, les démonstrations requises par le cadre réglementaire, dont celles reliées à l'article 12A.2 i), sont pleinement satisfaites :

- *L'Entente de raccordement a été signée le 14 décembre 2010 (pièce HQT-1, Document 1, annexe 1) et les dispositions décrites à l'appendice J des Tarifs et Conditions, dont notamment l'allocation maximale pour les ajouts au réseau, la contribution pour les postes de départ, la date prévue de mise en service, les coûts remboursables au Transporteur et les normes techniques (exigences techniques) y sont précisées ;*
- *Comme prévu aux Tarifs et conditions (article 12A.1), l'Entente de raccordement est « substantiellement équivalente à l'Entente-type disponible sur le site Internet du Transporteur [...] requise préalablement à tout raccordement de centrale au réseau de transport ou au réseau de distribution et visant à répondre aux besoins des clients du service de transport en vertu de la Partie II, de la Partie III et de la Partie IV des présentes » ;*
- *Le Producteur a pris, « à la satisfaction du Transporteur » selon l'article 12A.2, l'engagement prévu à l'article 12A.2 i) à savoir « Au moins une convention de service doit avoir été signée pour le service de transport ferme à long terme », tel qu'indiqué aux articles 6 et 26 de l'Entente de raccordement ;*
- *Selon la preuve et les démonstrations du Transporteur (notamment la pièce HQT-2, Document 1, réponse 14.2), trois conventions de service à long terme ont été souscrites par le Producteur afin, entre autres, de couvrir ses engagements, à savoir :*
 - *La convention de service de transport à long terme HQT-ON a été signée le 16 octobre 2006 et déposée à la Régie le 16 novembre 2006 ; cette convention a aussi été déposée dans le dossier R-3646-2007, pièce HQT-7, Document 2 ;*
 - *Les conventions de service de transport à long terme HQT-MASS et HQT-NE ont été signées le 31 mars 2009 et déposées à la Régie le 21 avril 2009 ; ces conventions ont*

aussi été déposées dans le dossier R-3715-2009, pièce HQT-1, Document 1, annexe 1 ;

• *Selon la preuve offerte par le Transporteur et l'article 12A.2 i) des Tarifs et conditions, les conventions précitées génèrent des revenus dont « La valeur actualisée des paiements à verser au Transporteur pendant la durée des conventions de service applicables est au moins égale aux coûts encourus par le Transporteur pour assurer le raccordement de la centrale, moins tout montant remboursé au Transporteur; », tel qu'il appert des démonstrations suivantes :*

- *La valeur actualisée des paiements à verser au Transporteur pendant la durée des trois conventions est de 4 513,3 M\$ (pièce HQT-2, Document 1, réponse 14.2) ;*
- *Les coûts encourus par le Transporteur pour les engagements sont prévus à 2 172,3 M\$ (pièce HQT-2, Document 1, réponse 14.2) ;*
- *Le détail des coûts assumés par le Producteur et les coûts des travaux d'intégration assumés par le Transporteur sont décrits à l'annexe III de l'Entente de raccordement.*

L'Entente de raccordement et les conventions de service de transport de long terme du Producteur assurent que le Transporteur puisse recouvrer le coût des investissements requis pour le raccordement demandé, et ce conformément aux dispositions des Tarifs et conditions et du cadre réglementaire. La preuve offerte par le Transporteur dans ce dossier établit, de façon très probante, la démonstration de véritables contributions financières du client du service de transport reliées à l'acquisition et à la construction d'actifs de transport du Projet.

Comme mentionné précédemment, la présente demande du Transporteur s'inscrit dans le cadre réglementaire applicable à un projet d'investissement. Toute tentative de faire des recoupements de données qui proviennent des dossiers tarifaires du Transporteur et le présent dossier est, de l'avis du Transporteur, un exercice de faible valeur probante.

Le cadre réglementaire des demandes tarifaires et des demandes d'autorisations des projets d'investissements ont en effet des objectifs différents et ainsi reposent sur des mécanismes, des démonstrations et des preuves différentes qui ne sont pas transposables l'un dans l'autre sans adaptation.

Le cadre réglementaire tarifaire (article 49 de la Loi) prend en considération un ensemble de paramètres afin d'en dégager des tarifs et autres conditions qui soient « justes et raisonnables ».

Plus particulièrement, le cadre réglementaire applicable à un projet d'investissement, soit dans ce cas-ci le raccordement de centrales à la suite d'une demande d'un client admissible (article 73 de la Loi et le Règlement) prend en considération des paramètres définis avec une finalité précise, notamment de présenter l'impact sur les tarifs incluant une analyse de sensibilité, afin de démontrer que le coût du projet soumis pour autorisation n'est pas indûment assumé par les autres clients du Transporteur. Pour cette raison, le cadre réglementaire prévoit que le projet d'investissement s'appuie sur « des engagements contractuels des consommateurs du service de transport d'électricité et, le cas échéant, de leurs contributions financières à l'acquisition ou à la construction d'actifs de transport et de la faisabilité économique de ce projet. » (extrait de l'article 73 de la Loi).

Dans ce dossier, le Transporteur a fait les démonstrations requises, en complète adéquation avec le cadre réglementaire, assurant que le Projet repose sur des contributions et des engagements financiers du Producteur et que le Projet ne génère pas d'impact à la hausse sur le tarif de transport pour la période d'analyse. Le suivi de ces démonstrations sera fait conformément aux exigences de la Régie dans le cadre des demandes tarifaires ou, le cas échéant, des rapports annuels à venir du Transporteur.

Dans la même veine, la Régie a déjà statué que l'audience d'une demande d'autorisation d'un projet d'investissement du Transporteur ne constituait pas une occasion ou un forum valable afin de revoir les méthodologies utilisées par le Transporteur qui, dans le présent dossier, découlent directement des pratiques antérieures autorisées par la Régie (Décision D-2010-084, page 21, paragraphe 89) et les respectent.

[...]

3. JUSTIFICATION ÉCONOMIQUE DU PROJET

L'article 73 de la Loi prévoit que la Régie tienn compte « des engagements contractuels des consommateurs du service de transport d'électricité et, le cas échéant, de leurs contributions financières à l'acquisition ou à la construction d'actifs de transport et de la faisabilité économique de ce projet ».

En l'espèce, la justification économique du Projet s'appuie sur des faits et des démonstrations probantes de la part du Transporteur [note de bas de page omise]. Deux éléments majeurs permettent à eux seuls de confirmer la faisabilité économique du Projet :

- Le Producteur assume en contribution près de 50 % des coûts estimés totaux du Projet ;*
- Le Producteur s'est engagé, par le biais de conventions de service de transport à long terme, à se procurer des services de transport qui génèrent des revenus suffisants pour couvrir l'autre partie des coûts du Projet.*

En réponse aux demandes de renseignements [note de bas de page omise], le Transporteur a d'ailleurs fourni toutes les explications et les démonstrations probantes établissant que le Producteur a souscrit à des conventions de service de transport à long terme dont les revenus, en valeur actualisée, excèdent largement les coûts du Projet jusqu'à concurrence des montants maxima pour les ajouts au réseau et pour les postes de départ prévus à l'appendice J des Tarifs et conditions, incluant les taxes et les frais d'entretien et d'exploitation.

Le Transporteur considère que le Producteur assume la juste part des coûts qu'il doit prendre en charge aux fins de la réalisation du Projet et ce, conformément aux prescriptions de la Loi, du Règlement et des Tarifs et conditions.

Enfin, le Transporteur présente, au soutien de sa demande, l'estimation de l'impact tarifaire à la marge induit par le Projet [note de bas de page omise]. Cette démonstration, en plus d'être conforme aux prescriptions du Règlement, s'inscrit en continuité avec les informations soumises par le Transporteur dans l'ensemble de ses demandes antérieures visant l'autorisation des projets d'investissements du Transporteur qui ont été entérinées par la Régie. »

[55] Le Transporteur répond plus spécifiquement aux arguments de NLH sur l'absence d'une convention de service spécifique (« the absence of a specific transmission service agreement ») :

« [...] »

L'intervenante appuie cette allégation sur les motifs suivants :

- *La demande ne contient pas de convention de service de transport spécifique qui prenne en considération que la production hydroélectrique du complexe de la Romaine servira soit à alimenter la charge locale ou soit des charges situées à l'extérieur du Québec (Observations, page 4) ;*
- *Les conventions de service existantes et les revenus qui en découlent ne peuvent être utilisés pour combler une partie des coûts du Projet (Observations, pages 4 à 7).*

Avec égards, le Transporteur prie la Régie de ne pas considérer les éléments mis de l'avant par l'intervenante qui sont sans fondement eu égard au cadre réglementaire pertinent au Projet, qui nient les faits et qui tentent de dénaturer les dispositions des Tarifs et conditions ainsi que les précédents de la Régie.

Tout d'abord, en ce qui concerne le premier motif ci-dessus décrit, l'intervenant fait la démonstration évidente de son incompréhension du cadre réglementaire.

Le présent dossier concerne un dossier de raccordement de centrale et à cet effet le Transporteur a conclu une Entente de raccordement avec son client admissible, le Producteur.

L'objet d'une entente de raccordement (selon l'article 12 A.1 des Tarifs et conditions) est de convenir des modalités de raccordement de centrale de production électrique au réseau de transport d'électricité du Transporteur ainsi que des modalités applicables à l'exploitation et à la maintenance des centrales à raccorder au réseau.

Comme indiqué précédemment, le cadre réglementaire (article 73 de la Loi et les dispositions du Règlement) exige une démonstration des « engagements contractuels des consommateurs du service ainsi que leurs contributions financières ».

L'Entente de raccordement conclue par le Transporteur et produite dans ce dossier est en totale adéquation et conformité avec le cadre réglementaire précité, ce qui est omis par l'intervenant.

Tel que le prescrivent les Tarifs et conditions, « La signature de l'Entente de raccordement ne constitue pas une réservation de service de transport en vertu des présentes et le dépôt prévu à l'article 17.3 n'est pas requis pour la demande de raccordement de centrale. ». Ceci est spécifiquement mentionné à l'article 3 de l'Entente de raccordement. Encore une fois, ceci est malheureusement omis par l'intervenant.

Également, l'article 26 de l'Entente de raccordement illustre bien le caractère distinct d'une telle entente et d'une réservation de transport :

« Conformément aux dispositions des Tarifs et Conditions, dans le cas où le complexe hydroélectrique de la Romaine est retenu, en totalité ou en partie, par Hydro-Québec Distribution comme source d'approvisionnement en électricité, l'engagement du Producteur pour couvrir les frais d'intégration sera réduit dans une proportion égale à la quantité de MW retenue par Hydro-Québec Distribution et ce, en tenant compte de la date où la production est retenue par Hydro-Québec Distribution. »

Donc, lorsque les centrales du complexe de la Romaine seront construites et raccordées au réseau de transport, l'électricité alors produite sera utilisée soit pour l'alimentation de la charge locale ou soit pour l'alimentation d'autres charges, telles que les conventions de service de transport le prévoient déjà [note de bas de page omise]. Il n'y a rien d'incongru ou d'illégal dans cette façon de faire du Transporteur et nous prions la Régie de rejeter les allégations sans valeur de l'intervenant.

Selon l'intervenant, les conventions de service existantes [note de bas de page omise] et les revenus qui en découlent ne peuvent être utilisés pour combler une partie des coûts du Projet, contrairement aux démonstrations faites par le Transporteur dans ce dossier [note de bas de page omise]. En suivant ce raisonnement étroit, de nouvelles conventions de service devraient donc être conclues par le client admissible, le Producteur, afin de couvrir le « Total des coûts estimés des travaux d'intégration assumés par le Transporteur », tel que décrit à l'annexe III de l'Entente de raccordement.

Or, ce qui est pertinent pour l'analyse du Projet, ce n'est pas le nombre de conventions de service, hormis qu'il doit y avoir « Au moins une convention de service », mais plutôt les revenus qui s'en dégagent afin d'assurer la neutralité tarifaire du Projet.

De plus, l'intervenant omet un important précédent réglementaire, soit le dossier de la Demande du Transporteur afin d'obtenir une autorisation pour acquérir et construire des immeubles et des actifs requis pour le raccordement des centrales de l'Eastmain-1-A et de la Sarcelle à son réseau de transport (R-3674-2008). Le raccordement des centrales de l'Eastmain-1-A et de la Sarcelle a fait l'objet d'un engagement du Producteur selon l'article 12A.2 i) des Tarifs et conditions.

Dans cette affaire, tout comme dans le présent dossier, le Transporteur a produit des démonstrations de « faisabilité économique du projet » qui sont identiques, hormis les adaptations nécessaires. Ainsi, la faisabilité économique est assurée par le fait que les coûts du Projet, jusqu'à concurrence des montants maxima pour les ajouts au réseau et pour les postes de départ, seront récupérés à partir des revenus provenant des achats de service de transport du Producteur. L'Entente de raccordement et les conventions de service de transport précitées, conclues entre le Transporteur et le Producteur, assurent la rentabilité générale du Projet, selon les revenus actualisés de service de transport à recevoir du Producteur, et ce conformément à l'article 12A.2 i) des Tarifs et conditions.

Le Transporteur a fait la démonstration de la suffisance des engagements du Producteur pour assurer que la valeur actualisée des revenus pour le service de transport de point à point soit au moins égale aux coûts assumés par le Transporteur pour le raccordement des centrales du complexe de La Romaine (voir notamment les réponses du Transporteur à la demande de renseignements numéro 1 de la Régie de l'énergie, pièce HQT-2, Document 1, réponses 14.1 et 14.2).

Le projet de raccordement des centrales de l'Eastmain-1-A et de la Sarcelle a été autorisé par la Régie qui a largement repris à sa décision l'extrait de la preuve précité concernant la faisabilité économique du projet (D-2008-149, pages 5 et 6).

Sur la base des mêmes démonstrations que celles offertes dans le présent dossier, la Régie s'est exprimée comme suit:

« Le Transporteur fournit aussi une analyse de l'impact tarifaire du Projet basée sur ses estimations des coûts, des revenus anticipés du point à point pour une puissance cumulée de 950 MW et de la contribution du Producteur couvrant les coûts qui excèdent les montants maxima que peut assumer le Transporteur pour les ajouts au réseau et les postes de départ. Cette analyse montre que pour les périodes considérées, le Projet ne génère pas d'impacts à la hausse par rapport au tarif actuel (2008), étant donné que la croissance des

besoins de transport permet de neutraliser les coûts associés à la mise en service du Projet. » (D-2008-149, page 6)

Dans le présent dossier, le Transporteur a utilisé la même approche aux fins de la conclusion de l'Entente de raccordement et a fait les mêmes démonstrations à la Régie que celles qui ont été faites dans le dossier du projet de raccordement des centrales de l'Eastmain-1-A et de la Sarcelle.

Aussi, l'approche utilisée par le Transporteur est conforme au cadre réglementaire et au précédent précité concernant la prise en compte des conventions en application de l'article 12A.2 i) des Tarifs et conditions. Cette approche assure également le recouvrement des frais d'intégration des centrales du complexe de la Romaine assumés par le Transporteur selon l'appendice J des Tarifs et conditions, comme prévu à l'Entente de raccordement.

L'intervenant, dans ses observations, fait complètement abstraction de ce dernier précédent de la Régie et en plus, il n'offre aucune analyse ou étude sérieuse à l'appui de ses allégations. À l'évidence, la Régie ne peut que rejeter les allégations de l'intervenant.

L'intervenant mentionne ce qui suit à son argumentaire (Observations, page 7, 3^{ème} paragraphe :

« The revenues from these existing transmission service agreements do not cover the cost of the service to deliver energy from Romaine. Transmission upgrade costs include an upfront capital contribution and an annual scheduled fee. The up front capital costs for La Romaine were not included in the initial capital investment component of the analyses. »

Cet argument n'est pas adéquatement développé par l'intervenant. Cependant, le Transporteur souligne ce qui suit.

Lorsque de l'électricité sera produite par le complexe de La Romaine et que le Producteur souhaitera transiter cette électricité sur le réseau de transport, il devra payer le tarif de transport qui sera alors applicable. Ce tarif de transport, selon l'article 49 de la Loi, aura été fixé par la Régie qui aura déterminé, pour l'année en cause, les montants globaux des dépenses qu'elle jugera nécessaire pour assumer le coût de la prestation de service. Par ailleurs, l'annexe 8 – Impact tarifaire au présent dossier prend en considération des éléments qui seront considérés lors de la détermination des dépenses reliés à la prestation du service, tel que l'amortissement. Il est donc faux de prétendre que les démonstrations du

Transporteur sont insuffisantes. De plus les démonstrations du Transporteur à l'égard de l'impact tarifaire prennent en considération le coût moyen pondéré du capital prospectif selon la décision D-2010-032 de la Régie. Avec égards, l'argument de l'intervenant est sans valeur.

En complément, le Transporteur prie la Régie de considérer les éléments de réplique qui apparaissent à la rubrique 4.2 suivante qui sont ici réputés être repris dans leur intégralité.

En conclusion, le Transporteur prie la Régie de rejeter les allégations de l'intervenant qui nient le cadre réglementaire applicable à la présente demande, qui ne reposent sur aucun fait, aucun argument, ni aucun précédent valable. »

[56] Aux arguments de S.É./AQLPA sur la question de l'Entente de raccordement et des conventions de service de transport, le Transporteur soumet ce qui suit :

« Le 17 mai 2011, l'intervenant SÉ-AQLPA, par le biais de leur procureur, ont produit une argumentation au présent dossier.

L'intervenant conclut comme suit les représentations contenues à son argumentaire (page 22) :

« REJETER ou subsidiairement SUSPENDRE la demande d'autorisation d'investissements en raccordement des centrales du complexe La Romaine déposée par Hydro-Québec TransÉnergie au présent dossier. »

Cette conclusion s'appuie sur les représentations suivantes de l'intervenant :

• L'Entente de raccordement est « [...] défectueuse, en ce qu'elle contrevient à l'article 12A.2 des Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec », et ce vice est suffisamment grave pour que l'autorisation d'investissement de raccordement ne soit pas accordée (Argumentation de Me Dominique Neuman, Procureur pour SÉ-AQLPA, le 17 mai 2011, page 10) ;

• L'article 12A.2 requiert « [...] que la promesse d'achat de service de transport avec TransÉnergie (art. 12A.2 ii) ou la Convention de service de transport (art. 12A.2 i) soit pour des nouvelles ventes. » et « les Conventions de service HQT-HQP déjà existantes ne peuvent suffire à neutraliser une partie du coût de raccordement de La

Romaine » (*Argumentation de Me Dominique Neuman, Procureur pour SÉ-AQLPA, le 17 mai 2011, pages 13,14 et 20*) ;

- « Les exigences de l'article 12A.2 ne sont donc pas respectées. Le Transporteur ne peut donc pas invoquer des ventes nouvelles (ou des engagements) de 1550 MW pour diminuer le remboursement de coûts dû par le Producteur à TransÉnergie en vertu de l'Appendice J.» (*Argumentation de Me Dominique Neuman, Procureur pour SÉ-AQLPA, le 17 mai 2011, page 20*).

De l'avis du Transporteur, l'intervenant s'attache à développer un argumentaire irrecevable dans le cadre de l'analyse du présent dossier, en soumettant des « considérations faisant appel à une lecture différente des Tarifs et conditions ou remettant en cause la méthodologie utilisée pour, par exemple, calculer l'impact tarifaire », ce qui, de l'avis de la Régie, « [...] déborde le cadre prévu par le Règlement et des articles 31(5°) et 73 de la Loi. » (Décision D-2010-084, page 21, paragraphe 89). Il interprète donc déraisonnablement le cadre réglementaire en vigueur, sans véritablement tenir compte de la conformité de la preuve du Transporteur en lien avec ce cadre.

[...]

Entente de raccordement « défectueuse »

L'intervenant allègue que l'Entente de raccordement est « défectueuse ». Le Transporteur soutient que l'intervenant fait erreur.

Dans son argumentation, l'intervenant réfère à de nombreuses reprises à l'Entente de raccordement, mais il ne démontre pas que celle-ci est informée. En fait, il s'attarde essentiellement sur l'application de l'article 12A.2 i). Ce faisant, il navigue de façon précaire dans divers univers temporels d'application des Tarifs et conditions, qui se situent avant et après l'approbation de l'article 12A.2 par la Régie. Ainsi, avec égards, il confond les engagements découlant de l'article 12A.2 avec les engagements de type Toulnostouc, en faisant des affirmations d'après lesquelles ces derniers pourraient s'appliquer au présent Projet, ce qui est clairement inapplicable conformément aux décisions de la Régie. Il mentionne une liste de projets de raccordement de centrales pour lesquels le Producteur aurait pris des engagements suivant l'article 12A.2, ce qui n'est pas le cas, comme l'indique le Transporteur en réponse aux questions 1.1a et 1.1b de la demande de renseignements numéro 1 de l'intervenant (pièce HQT-2, Document 2).

De plus, l'intervenant fait des comparaisons entre la présente demande et d'autres dossiers, notamment les dossiers R-3581-2005 (raccordement de la centrale de la Péribonka) auquel il a participé et R-3585-2005 (raccordement des centrales de la Chute-Allard et des Rapides-des-Coeurs), qui tenaient compte des Tarifs et conditions en vigueur avant l'adoption de l'article 12A.2, donc faisaient partie d'un cadre réglementaire antérieur qui a évolué.

Comme l'exige l'article 12A.1 des Tarifs et conditions, l'Entente de raccordement (pièce HQT-1, Document 1, annexe 1) est « substantiellement équivalente à l'Entente-type disponible sur le site Internet du Transporteur » qui est présentée aux promoteurs désireux de raccorder une centrale de production d'électricité au réseau du Transporteur.

L'Entente de raccordement prend en compte une réalité incontournable, à savoir que le Producteur a signé des conventions de service de transport ferme à long terme afin, entre autres, de couvrir ses engagements [note de bas de page omise]. L'Entente de raccordement est pleinement conforme au cadre réglementaire applicable.

La preuve au dossier et les démonstrations offertes par le Transporteur attestent clairement de la suffisance des revenus en provenance du Producteur. Avec égard, accepter l'argumentaire de l'intervenant à ce sujet revient à nier l'existence de conventions de service de transport de long terme qui ont été produites auprès de la Régie. Ces conventions assurent que le Producteur se procurera des services de transport sur la période prescrite et que les autres clients du service de transport du Transporteur seront tenus indemnes des investissements reliés au raccordement des centrales du Producteur.

Ceci est largement démontré aux réponses du Transporteur à la demande de renseignements numéro 1 de la Régie de l'énergie, HQT-2, Document 1, réponses 14.1 et 14.2.

Par ailleurs, lors de l'étude par la Régie du projet d'investissement du Transporteur découlant de la demande de raccordement du Producteur concernant les centrales de l'Eastmain-1-A et de la Sarcelle, la Régie n'a pas exigé à nouveau le dépôt de la convention de service HQT-ON, puisque le dépôt avait déjà été fait. Dans ce dossier, le Transporteur a produit des démonstrations économiques qui prenaient en compte la convention de service précitée. Dans ce cas, le Transporteur a fait la démonstration que les revenus dégagés globalement d'une convention de service étaient suffisants pour couvrir les coûts du projet et qu'il y avait un solde disponible pour d'autres engagements. La Régie a autorisé,

par sa décision D-2008-149, le projet d'investissements qui reposait sur ces démonstrations.

Le Transporteur souligne que dans le dossier R-3674-2008 (raccordement Eastmain-1-A et de la Sarcelle), la Régie, en adéquation avec le cadre réglementaire, a pris la mesure des engagements du Producteur envers le Transporteur dans le cadre du projet d'investissement pour le raccordement des centrales.

La Régie, qui lors des dossiers précités a examiné les conventions de service ci-dessus mentionnées, n'a pas remis en doute la valeur de ces conventions qui sont par ailleurs conformes aux Tarifs et conditions. Ces conventions sont de véritables contrats entre deux parties et les revenus qui en découlent ne représentent pas de « vagues suppositions » comme l'allègue à tort l'intervenant (Argumentation de Me Dominique Neuman, Procureur pour SÉ-AQLPA, le 17 mai 2011, page 11).

Le Transporteur soutient que ce dernier confond deux aspects fondamentalement distincts de la politique d'ajouts du Transporteur et du cadre réglementaire relié aux projets d'investissements, à savoir la teneur de l'engagement du client du service de transport et son suivi ou les démonstrations économiques qui en découlent (voir la décision D-2011-039, section 10.5).

La teneur de l'engagement du Producteur à l'égard du Projet se retrouve à l'Entente de raccordement et aux conventions de service de transport précitées. L'engagement est pris selon les dispositions de l'article 12A.2. i) des Tarifs et conditions, dont la Régie a maintenu le libellé dans sa récente décision D-2011-039.

Les démonstrations économiques sont pertinentes pour l'analyse du Projet d'investissement et constituent la mesure des « contributions financières à l'acquisition ou à la construction d'actifs de transport et de la faisabilité économique de ce projet » tel que le prescrit l'article 73 de la Loi. Il n'est pas requis que de nouvelles conventions de service interviennent à chaque projet. Comme il est mentionné plus avant, cette démonstration économique se retrouve à la preuve du Transporteur et notamment aux réponses du Transporteur à la demande de renseignements numéro 1 de la Régie de l'énergie, HQT-2, Document 1, réponses 14.1 et 14.2.

Ainsi, le nombre des conventions de service du Producteur n'est pas pertinent à l'exercice d'analyse du Projet. Ce qui importe, ce sont les revenus qui découlent

des conventions de service de transport de long terme précitées et qui sont considérés dans l'analyse de la présente demande.

Par ailleurs, l'article 12A.2i) des Tarifs et conditions ne fait aucunement référence aux divers termes utilisés par l'intervenant pour appuyer son argumentation, soit les termes « ventes nouvelles », « ventes supplémentaires », « nouvelles ventes », « achats nouveaux de services de transport », « totalité des MW » ou « désignation ». De plus, l'article 12A.2 ne vise pas à « réduire le coût des travaux que le demandeur de raccordement doit rembourser », mais plutôt à définir les conditions relatives au raccordement de centrale par l'achat de service de transport ou le remboursement.

Comme mentionné aux réponses 1.5a et 1.5b du Transporteur à la demande de renseignements numéro 1 de l'intervenant, le Transporteur réitère que la question d'une nouvelle interconnexion ne fait pas partie de son dossier de preuve. Par conséquent, le Transporteur est d'avis que ce projet hypothétique dépasse le cadre d'analyse du présent dossier et ne peut être considéré aux fins d'analyse du présent dossier. À cet égard, le Transporteur rappelle la décision D-2011-043 de la Régie où elle convie l'intervenant à se concentrer sur « la preuve soumise par le Transporteur ».

Le Transporteur prie respectueusement la Régie de rejeter les représentations de l'intervenant qui n'ont aucune assise à l'intérieur du cadre réglementaire en vigueur et qui sont nettement en opposition avec les prescriptions précitées de la Régie, d'après lesquelles « les considérations faisant appel à une lecture différente des Tarifs et conditions ou remettant en cause la méthodologie utilisée pour, par exemple, calculer l'impact tarifaire, débordent le cadre prévu par le Règlement et des articles 31(5°) et 73 de la Loi. » (Décision D-2010-084, page 22 [note de bas de page omise]). (Nous soulignons). »

3.5.4 CONCLUSION DE LA RÉGIE

[57] Dans le cadre de l'analyse d'une demande sous l'article 73 de la Loi, la Régie doit tenir compte, notamment, des engagements contractuels des consommateurs du service de transport d'électricité et, le cas échéant, de leurs contributions financières :

« 73. Le transporteur d'électricité, le distributeur d'électricité et les distributeurs de gaz naturel doivent obtenir l'autorisation de la Régie, aux conditions et dans les cas qu'elle fixe par règlement, pour:

1° acquérir, construire ou disposer des immeubles ou des actifs destinés au transport ou à la distribution;

[...]

Demande d'autorisation.

Dans l'examen d'une demande d'autorisation, la Régie tient compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales que peut lui indiquer le gouvernement par décret et, dans le cas d'une demande visée au paragraphe 1°, tient compte le cas échéant:

1° des prévisions de vente du distributeur d'électricité ou des distributeurs de gaz naturel et de leur obligation de distribuer;

2° des engagements contractuels des consommateurs du service de transport d'électricité et, le cas échéant, de leurs contributions financières à l'acquisition ou à la construction d'actifs de transport et de la faisabilité économique de ce projet.

Autorisation.

L'obtention d'une autorisation en application du présent article ne dispense pas de demander une autorisation par ailleurs exigée en vertu d'une loi.» [nous soulignons]

[58] La question soulevée par les arguments des parties est la suivante : est-ce que les engagements contractuels du Producteur, dont la Régie doit tenir compte lorsqu'elle examine une demande d'autorisation sous l'article 73 de la Loi, sont conformes aux dispositions des Tarifs et conditions et notamment de l'article 12A.2?

[59] Selon le Transporteur, l'engagement contractuel du Producteur visé par l'Entente de raccordement signée le 14 décembre 2010, soit de couvrir la totalité des frais d'intégration assumés par le Transporteur, est assuré par l'utilisation des trois conventions de service suivantes :

- La convention de service de transport à long terme HQT-ON qui a été signée le 16 octobre 2006 et déposée à la Régie le 16 novembre 2006;
- Les conventions de service de transport à long terme HQT-MASS et HQT-NE qui ont été signées le 31 mars 2009 et déposées à la Régie le 21 avril 2009.
(les Conventions de service)

[60] La teneur des engagements contractuels des clients du Transporteur et les modalités de leur contribution financière aux coûts d'acquisition ou de construction des actifs de transport qui assurent la faisabilité économique d'un projet sont prévues aux Tarifs et conditions, et particulièrement aux dispositions suivantes :

« 12A.2 Achat de services point à point ou remboursement :

Lors de la signature de l'Entente de raccordement, les dispositions pour le raccordement de la centrale au réseau prévues aux présentes, notamment celles décrites à l'appendice J, s'appliquent. De plus, le propriétaire de la centrale ou un tiers désigné à cette fin par celui-ci doit, à la satisfaction du Transporteur, prendre au moins un des engagements suivants :

i) Convention de service de transport de long terme :

Au moins une convention de service doit avoir été signée pour le service de transport ferme à long terme. La valeur actualisée des paiements à verser au Transporteur pendant la durée des conventions de service applicables est au moins égale aux coûts encourus par le Transporteur pour assurer le raccordement de la centrale, moins tout montant remboursé au Transporteur; »
[nous soulignons]

[61] L'article 12A.2 a été introduit aux Tarifs et conditions en 2006 par la décision D-2006-66. Le texte n'a pas été modifié depuis, bien qu'il ait fait l'objet de plusieurs opinions et commentaires, tant des intervenants que de la Régie, sur le sens à donner à ces dispositions.

[62] La cohérence des décisions est souhaitable, mais il y a lieu de distinguer, aux décisions de la Régie, le contenu décisionnel et les opinions. Ainsi et avec égard, la présente formation ne partage pas les réserves exprimées par la Régie dans le cadre du dossier R-3669-2008, décision D-2009-071, page 11 sur « *la proposition du Transporteur d'utiliser le surplus de la valeur actualisée d'un projet à titre de revenus pouvant être*

associés à d'autres projet [...] » parce que, entre autres, cela ne serait pas prévu au texte des Tarifs et conditions.

[63] Cette question et celle du suivi des engagements contractuels des clients du Transporteur ont été exportées d'un dossier tarifaire à l'autre pour finalement être déferées à une cause générique que la Régie a demandé au Transporteur de soumettre en 2011.

[64] Dans le cadre de la présente demande d'autorisation, la question émerge concrètement et appelle à une décision sur la conformité ou non des Conventions de service du Producteur aux dispositions de l'article 12A.2i), tel que rédigé présentement.

[65] La présente formation souhaite s'éloigner des exercices de sémantique qui ne mènent souvent qu'à réaliser qu'un concept peut être libellé de différentes façons. Cela semble être le cas de l'article 12A.2i) des Tarifs et conditions, si on en juge par la lecture différente qu'en font les parties aux présentes.

[66] Ce qui importe, dans le contexte, est de lire et d'appliquer ces dispositions de façon pragmatique au cas concret sous étude.

[67] Les questions reliées aux précisions, modifications, ajouts de texte, modifications et concordances avec d'autres textes qui peuvent se soulever, pourront, le cas échéant, être traitées dans le cadre de la cause générique.

[68] L'objet ou l'économie de l'article 12A.2i) est assez simple : la récupération des coûts encourus par le Transporteur au moyen des revenus générés par « *[a]u moins une convention de service [...] pour le service de transport ferme à long terme* ».

[69] Les dispositions suivantes des Tarifs et conditions aident à comprendre le sens de l'article 12A.2i).

[70] Les Tarifs et conditions réfère d'abord à la règle de base relative au montant maximal que le Transporteur est autorisé à investir pour des ajouts à son réseau :

« 12A.2 Achat de services point à point ou remboursement :

Lors de la signature de l'Entente de raccordement, les dispositions pour le raccordement de la centrale au réseau prévues aux présentes, notamment celles décrites à l'Appendice J, s'appliquent [...]. »

[71] L'Appendice J, portant sur la Politique du Transporteur relative aux ajouts au réseau de transport, prévoit ce qui suit :

« Section A – Coût des ajouts au réseau

Tout ajout au réseau de transport requis pour satisfaire les besoins du service de transport en vertu des Parties II [c'est le cas des ajouts dont il est question dans le cas présent], III et IV des présentes, incluant les raccordements de centrale auxquels réfère l'article 12A, sera payé par le Transporteur et intégré à sa base de tarification aux fins du recouvrement de ses coûts via les tarifs de transport prévus aux présentes, si cet ajout est jugé prudemment acquis et utile par la Régie dans le cadre d'un dossier tarifaire et s'il est conforme aux dispositions de la présente Appendice J des Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec. Les ajouts au réseau incluent également toute étude d'avant-projet lorsqu'une telle étude est requise pour réaliser un ajout au réseau.

Les montants assumés par le Transporteur ne sauront en aucun cas excéder le montant maximal indiqué à la section E ci-dessous. Tout montant additionnel à ceux assumés par le Transporteur, majoré d'un montant de 15% pour tenir compte de la valeur actualisée sur vingt (20) ans des coûts d'exploitation et d'entretien des ajouts au réseau additionnels et majoré également selon les taux de la Taxe sur le capital et de la Taxe sur les services publics applicables, sera indiqué de façon estimative à la Convention de service dans le cas où le requérant est lui-même client du service de transport en vertu de la Partie II ou de la Partie III des présentes et le montant réel encouru par le Transporteur sera payable en totalité par le requérant avant le début du service de transport, ou selon les dispositions prévues à l'article 12A en tout autre cas.

[...]

Section E- Méthodologie de calcul du maximum applicable pour les ajouts au réseau

Le montant maximal pouvant être assumé par le Transporteur pour des ajouts au réseau visant à répondre aux besoins des services de transport offerts en vertu des Parties II et III des Tarifs et conditions des services de transport est égal à 596 \$/kW, multiplié par la nouvelle puissance maximale en kW à transporter sur le réseau. Ce montant est établi selon la méthodologie décrite ci-dessous et il peut être ajusté conformément aux décisions de la Régie.

Le montant maximal pouvant être assumé par le Transporteur est obtenu à partir de la valeur actualisée sur vingt (20) ans du tarif point à point pour une livraison annuelle indiqué à l'annexe 9 des présentes, duquel on retranche un montant de 15% pour tenir compte de la valeur actualisée sur vingt (20) ans des coûts d'exploitation et d'entretien des ajouts au réseau effectués, ainsi que les montants applicables pour tenir compte de la Taxe sur le capital et de la Taxe sur les services publics applicables.

Dans le cas du service temporaire d'une durée d'un (1) an et plus pour l'alimentation d'un client de charge locale du Distributeur, le maximum des coûts assumés par le Transporteur est établi au prorata en valeur actualisée de l'engagement du client par rapport à une durée de vingt (20) ans, multiplié par le montant indiqué ci-dessus. »

[nous soulignons]

[72] Au delà de la mathématique, il faut retenir le concept sous-jacent à ces dispositions. Le Transporteur est autorisé à investir, pour des ajouts à son réseau, un montant maximal de 574\$/kW (le Montant maximal). Au-delà du Montant maximal, comme indiqué plus haut, le client doit rembourser *tout montant additionnel à ceux assumés par le Transporteur* avant le début du service de transport.

[73] La section E de l'Appendice J citée plus haut vise à faire en sorte que le Transporteur récupère le Montant maximal de son investissement sur 20 ans, à partir des revenus actualisés qu'il recevra du client en transportant l'électricité aux tarifs applicables. Les revenus tarifaires sont le produit de la nouvelle puissance maximale en kW à transporter (dans le présent cas, 1 550 000 kW) par le tarif en vigueur en \$/kW.

[74] Si le Transporteur récupère ainsi le Montant maximal, cela couvre ses coûts et, par voie de conséquence, l'investissement n'a pas d'impact à la hausse sur les tarifs de transport d'électricité. C'est le concept de la neutralité tarifaire.

[75] Ainsi, le Transporteur doit s'assurer de pouvoir récupérer ses coûts d'ajouts au réseau par le biais des revenus qu'il va tirer « [d']au moins une convention de service

[qui] doit avoir été signée pour le service de transport ferme à long terme », selon le libellé de l'article 12A.2i) des Tarifs et conditions cité plus haut.

[76] C'est exactement le cas selon la preuve au présent dossier.

[77] Dans le présent cas, le coût total estimé des ajouts pour le raccordement des centrales du complexe de la Romaine est de 1 842,1 M\$. Le Producteur rembourse au Transporteur un montant estimé de 918,3 M\$ et les revenus actualisés des Conventions de service permettent la récupération du solde, soit le Montant maximal de 923,8 M\$ assumé par le Transporteur.

[78] Comme relaté plus haut, la preuve du Transporteur est clairement à l'effet que les revenus des Conventions de service couvrent le Montant maximal associé au Projet et à d'autres ajouts :

«

• *Selon la preuve offerte par le Transporteur et l'article 12A.2 i) des Tarifs et conditions, les conventions précitées génèrent des revenus dont « La valeur actualisée des paiements à verser au Transporteur pendant la durée des conventions de service applicables est au moins égale aux coûts encourus par le Transporteur pour assurer le raccordement de la centrale, moins tout montant remboursé au Transporteur; », tel qu'il appert des démonstrations suivantes :*

- *La valeur actualisée des paiements à verser au Transporteur pendant la durée des trois conventions est de 4 513,3 M\$ (pièce HQT-2, Document 1, réponse 14.2) ;*
- *Les coûts encourus par le Transporteur pour les engagements sont prévus à 2 172,3 M\$ (pièce HQT-2, Document 1, réponse 14.2) ;*
- *Le détail des coûts assumés par le Producteur et les coûts des travaux d'intégration assumés par le Transporteur sont décrits à l'annexe III de l'Entente de raccordement. »*

[79] La réponse R14.2 à la demande de renseignements numéro 1 de la Régie est à l'effet suivant :

« 14.2 Veuillez fournir les paramètres économiques et financiers permettant d'établir la valeur actualisée des paiements à verser par le Producteur (incluant, annuellement, les revenus additionnels, la puissance et le taux d'actualisation).

R14.2

Le Transporteur présente au tableau suivant les paramètres économiques et financiers.

Tableau 14.2

Conventions de service	Années	Puissance (MW)	Taux de pertes	Tarif (\$/kW/an)	Revenus Annuels (M\$)
HQT-ON	2009	164	5,3 %	72,00	12,4
	2010	949	5,3 %	75,25	75,2
	2011 à 2058 ¹	1 250	5,4 %	72,45	95,5
	2059	1 042	5,4 %	72,45	79,6
HQT-MASS	2009	600	5,3 %	72,00	45,5
	2010	949	5,3 %	75,25	95,1
	2011 à 2043 ¹	1 250	5,4 %	72,45	91,6
	2044	600	5,4 %	72,45	45,8
HQT-NE (sic)	2009	600	5,3 %	72,00	45,5
	2010	949	5,3 %	75,25	95,1
	2011 à 2043 ¹	1 250	5,4 %	72,45	91,6
	2044	600	5,4 %	72,45	45,8
Coût moyen pondéré du capital prospectif ²			5,950 %		

¹Pour les années 2011 et suivantes, les revenus sont estimés en fonction d'un tarif de 72,45 \$/kW/an selon la demande R-3738-2010, pièce HQT-12, Document 1.2.

²Coût moyen pondéré du capital prospectif autorisé par la régie dans la décision D-2011-039.

À partir de ces paramètres, les revenus en dollars de 2011 des conventions de services à long terme sont de 1 596,5 M\$ pour HQT-ON, de 1 458,4 M\$ pour HQT-MASS et de 1 458,4 M\$ pour HQT-NE, soit un total de 4 513,3 M\$.

Par ailleurs, les coûts prévus des engagements du Producteur sous l'article 12A.2 i) sont de 195,8 M\$ [note de bas de page omise] pour Eastmain-1-A et de la Sarcelle et de 1 097,9 M\$ [note de bas de page omise] pour le complexe de la Romaine, tandis que les coûts prévus des ajouts au réseau du service de point à point à long terme sont de 735,0 M\$ [note de bas de page omise] pour l'interconnexion avec l'Ontario et de 143,6 M\$ [note de bas de page omise] pour les ajouts et modifications des équipements de transport requis pour l'utilisation des interconnexions HQT-MASS et HQT-NE, soit un total de 2 172,3 M\$.

Ainsi, les revenus sont suffisants pour couvrir les coûts des engagements du Producteur. Il y a également un solde disponible pour d'autres engagements. »

[80] La section A de l'appendice J cité plus haut prévoit ce qui suit :

« Les montants assumés par le Transporteur ne sauront en aucun cas excéder le montant maximal indiqué à la section E ci-dessous. Tout montant additionnel à ceux assumés par le Transporteur, majoré d'un montant de 15% pour tenir compte de la valeur actualisée sur vingt (20) ans des coûts d'exploitation et d'entretien des ajouts au réseau additionnels et majoré également selon les taux de la Taxe sur le capital et de la Taxe sur les services publics applicables, sera indiqué de façon estimative à la Convention de service dans le cas où le requérant est lui-même client du service de transport en vertu de la Partie II ou de la Partie III des présentes et le montant réel encouru par le Transporteur sera payable en totalité par le requérant avant le début du service de transport, ou selon les dispositions prévues à l'article 12A en tout autre cas. » [nous soulignons]

[81] Les montants additionnels devant être payés par le Producteur n'ont pas été indiqués à la Convention de service mais bien à l'article 26 de l'Entente de raccordement puisque dans le cas présent, il n'y a pas coïncidence entre les dates de signature de l'Entente de raccordement et de la Convention de service.

[82] Le Transporteur donne les explications suivantes à cet égard :

« Le cadre réglementaire qui gouverne les activités du Transporteur prévoit que le client assume les coûts reliés aux services qu'il demande y incluant les investissements en conformité avec le cadre réglementaire précité, y compris les Tarifs et conditions. La preuve démontre la suffisance des engagements financiers du Producteur. Ainsi, le Projet ne génère pas d'impact tarifaire à la hausse sur l'ensemble des périodes d'analyse visées par le Projet.

Conformément aux Tarifs et Conditions, les clients du Transporteur font à leur gré des demandes dans le système OASIS. Plusieurs facteurs peuvent influencer sur ces demandes, par exemple le contexte global à moyen et long terme dans lequel les clients évoluent, leurs besoins et leurs stratégies. Celles-ci peuvent faire en sorte que les demandes de raccordement de centrales et les demandes de service de transport ne soient pas nécessairement concomitantes, comme c'est le cas dans la présente demande.

Dans le cas d'un raccordement de centrale, la responsabilité des clients est de prendre un des engagements en vertu de l'article 12A.2 des Tarifs et conditions. Lorsque cet engagement consiste en « au moins une convention de service » signée, soit le cas en l'occurrence, la responsabilité du Transporteur est de s'assurer du respect des Tarifs et conditions en prévoyant notamment la suffisance des revenus de cette source.

Plus particulièrement, l'Entente de raccordement, tel que le prévoient les Tarifs et conditions, comporte l'un des engagements prévus à l'article 12A.2 permettant d'assurer la suffisance des revenus pour couvrir les coûts d'intégration du Projet. La démonstration du Transporteur à cet égard est éloquente. » [nous soulignons]

[83] Ainsi, les montants additionnels dus par le Producteur ont été indiqués à l'article 26 de l'Entente de raccordement et non à la Convention de service comme le voudrait la lettre de la section A de l'appendice J. Les parties à l'Entente de raccordement ont plutôt référé aux Conventions de service signées antérieurement dans le contexte évoqué ci-dessus de la non concomitance entre l'Entente de raccordement et les Conventions de service.

[84] Comme le souligne le Transporteur, « *ce qui est pertinent pour l'analyse du Projet, ce n'est pas le nombre de conventions de service, hormis qu'il doit y avoir « Au moins une convention de service », mais plutôt les revenus qui s'en dégagent afin d'assurer la neutralité tarifaire du Projet* ».

[85] Finalement, il est donc tout à fait soutenable de conclure que les *engagements contractuels* ou les Conventions de service du Producteur sont conformes, tant à l'économie qu'au texte actuel de l'article 12A.2i).

[86] Comme mentionné plus haut, les parties n'ont pas la même compréhension de la portée de l'article 12A.2i) des Tarifs et conditions. Il y a peut-être là une indication qu'il serait souhaitable d'apporter des précisions au texte, mais cela ne peut se faire dans le cadre d'une demande présentée en vertu de l'article 73 de la Loi.

3.6 AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS

[87] Des certificats d'autorisation sont requis en vertu du *Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement* et en vertu du *Règlement relatif à l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement*. Une résolution des MRC concernées est aussi requise en vertu de la *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme* et des permis divers en vertu de la *Loi sur les forêts* et de la *Loi sur les terres du domaine de l'État* sont aussi requis.

[88] Le cas échéant, une autorisation par décret pourrait être requise du Gouvernement du Québec en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec* pour acquérir par expropriation les droits réels nécessaires pour la réalisation du Projet.

3.7 IMPACT SUR LA FIABILITÉ DU RÉSEAU DE TRANSPORT ET SUR LA QUALITÉ DE PRESTATION DU SERVICE DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

[89] La réalisation du Projet permet de répondre à la demande du Producteur, tout en assurant un niveau de fiabilité adéquat dans le respect des critères de conception et d'exploitation du Transporteur et du Northeast Power Coordinating Council.

3.8 AUTRES SOLUTIONS ENVISAGÉES

[90] Conformément aux exigences du Règlement, le Transporteur a soumis, avec sa demande d'autorisation, deux alternatives possibles au Projet et a démontré que la solution retenue est la plus adéquate.

[91] NLH soumet qu'il est prématuré d'autoriser le Projet, notamment en raison du passage suivant de la demande :

« Le Transporteur porte à l'attention de la Régie qu'une option concernant le renforcement du réseau principal est en cours d'étude. En effet, tel que mentionné au Plan stratégique 2009-2013 d'Hydro-Québec (page 41) et dans le cadre de la présentation de sa demande R-3742-2010 [note de bas de page omise], des études concernant la construction d'une nouvelle ligne de transport pour relier le réseau du Nord-Est à la boucle montréalaise sont en cours. Si cette option était reconnue techniquement et économiquement viable, elle pourrait être envisagée en remplacement de la solution retenue pour le renforcement du réseau principal. »

[92] Selon NLH, le Transporteur n'a pas soumis « [l]e projet d'expansion du réseau de transport le moins coûteux » comme le veut l'Appendice D des Tarifs et conditions (« Méthodologie pour exécuter une étude d'impact »).

[93] La Régie est satisfaite de la réplique du Transporteur à cet égard :

« Le Transporteur est en complet désaccord avec la position soutenue par NLH. Tel que plus amplement démontré ci-après, les arguments avancés par NLH au soutien de sa position, par ailleurs sommaires et peu probants, démontrent une méconnaissance marquée des cadres législatif, réglementaire et tarifaire propres aux demandes d'investissement soumises pour autorisation par la Régie.

De plus, comme mentionné précédemment, cette position fait totalement abstraction du contexte dans lequel le réseau du Transporteur est planifié afin d'en assurer l'évolution optimale. Cette évolution commande, lorsque nécessaire, d'adapter et de moduler certaines solutions techniques en fonction de l'évolution du réseau.

D'abord, il importe de souligner que l'extrait de la preuve du Transporteur, auquel se réfère l'intervenant, est tronqué de sa partie inférieure qui est comme suit :

« Cependant, le Transporteur souligne que cette option n'est pas présentée au présent dossier à titre de solution alternative au Projet pour approbation. En effet, plusieurs éléments d'ordres techniques, environnementaux et locaux sont en cours de validation et d'analyse. Le Transporteur mentionne que ces travaux se poursuivront dans les prochains mois. Selon le cas, si cette option s'avérait viable, tant sur les plans techniques qu'économiques, le Transporteur en informera la Régie.

Par ailleurs, le Transporteur mentionne qu'il ne pourra apporter sans autorisation préalable de la Régie aucune modification au Projet qui aurait pour effet d'en modifier de façon appréciable la description technique ainsi que les coûts ou la rentabilité y étant associés. »

Cette même citation, extraite de la preuve du Transporteur, se retrouve d'ailleurs intégralement à la preuve produite au dossier R-3742-2010 [note de bas de page omise]. La même approche y fut d'ailleurs préconisée par le Transporteur et la Régie en a reconnu le bien-fondé en autorisant cette demande.

En effet, dans sa décision D-2010-165, la Régie s'exprime comme suit sur ce sujet :

« [64] Les montants en jeu sont importants et certains ont encore à être approuvés. Dans ces circonstances, la Régie s'attend à ce que les investissements dans les renforcements du réseau faisant l'objet de la présente demande ne soient effectués qu'au moment où ils seront strictement nécessaires, tenant compte de la mise en service probable des parcs éoliens, mais aussi de l'échéancier réel des projets de La Romaine et du suréquipement du complexe Manic-Outardes.

[65] En conséquence, la Régie demande au Transporteur de l'aviser dans son rapport annuel de toute modification des échéanciers des travaux faisant l'objet de la présente demande ou des travaux mentionnés précédemment susceptibles d'en modifier l'échéancier ou le contenu et de fournir les explications requises.

(D-2010-165, page 18, R-3742-2010) (Nous soulignons)

Le Transporteur croit important à ce stade de rappeler brièvement les principales étapes menant à la planification et la conception du Projet.

Comme pour tout ajout à son réseau, l'approche préconisée par le Transporteur pour le Projet a d'abord consisté à concevoir un réseau auquel sont ajoutées successivement toutes les demandes de raccordement et de service de transport point à point qui précèdent celle de la demande à l'étude. Le réseau de référence ainsi obtenu inclut l'ajustement de la charge afin d'obtenir un équilibre production-charge tout en respectant les critères de conception.

Par la suite, les analyses consistent à ajouter la demande à l'étude à ce nouveau réseau de référence et d'en ajuster également la charge afin d'obtenir le nouvel équilibre production-charge, et ce indépendamment des prévisions de charge du Distributeur.

Enfin, l'étude de la demande est complétée afin de déterminer les ajouts au réseau requis pour transporter cette nouvelle puissance toujours en respectant les critères de conception.

Quant aux investissements nécessaires au renforcement du réseau de transport principal, le Transporteur réitère que ceux-ci sont occasionnés uniquement par l'intégration de la production du Projet.

Le Transporteur a considéré, dans son étude, tous les projets planifiés découlant des demandes de service qui ont été déposées avant la demande d'intégration du Projet. Ainsi, le Transporteur s'est assuré que les équipements de renforcement du réseau principal ont été ajoutés au réseau pour chacune des demandes qui précèdent le Projet. Le Transporteur précise que ces études ont été réalisées conformément aux pratiques visant à toujours assurer la même fiabilité du réseau. Donc, le réseau de référence, auquel le Projet a été ajouté pour les besoins de l'étude du dossier, incluait déjà les équipements de renforcement du réseau principal attribuables spécifiquement aux projets antérieurs dans la séquence.

Le Transporteur, en toute transparence, a fourni à la Régie toute l'information disponible et actuelle quant au réseau de transport et aux solutions d'intégration, y compris les solutions de rechange disponibles, afin de donner suite à la demande de raccordement du Producteur. Cette preuve du Transporteur est non contestée par l'intervenante.

Or, le réseau de transport n'est pas statique et le Transporteur agit en gestionnaire prudent et diligent d'un actif de grande valeur économique et stratégique, tel que l'est le réseau de transport.

D'ailleurs, l'Entente de raccordement prévoit ce qui suit:

« 7. PROPRIÉTÉ, COÛT DE RÉPARATION OU DE REMPLACEMENT ET MODIFICATION DU RACCORDEMENT

Tous les appareils, équipements, lignes électriques et moyens de communication faisant partie des travaux d'intégration sont la propriété du Transporteur, lequel en assure l'exploitation et la maintenance pendant la durée de la présente entente. Le Transporteur assume, à ses frais, la réparation ou le remplacement de ceux-ci.

Le Transporteur peut, après avoir transmis un avis au Producteur, modifier les travaux d'intégration relatifs aux projets connexes décrits à l'annexe III dans la mesure où ces modifications n'entraînent pas de délais additionnels ni de hausse de coûts pour le Producteur. » *(Nous soulignons)*

La date de mise en service finale, selon le calendrier de réalisation des travaux reliés au Projet, est prévue pour le mois de décembre 2020. Il y a donc une période d'environ dix ans qui séparent la date de signature de l'Entente de raccordement et la date de mise en service finale du Projet.

L'Entente de raccordement prévoit la possibilité, pour le Transporteur, de modifier les travaux d'intégration au réseau de transport d'électricité du complexe hydroélectrique de la Romaine. Il s'agit d'une disposition contractuelle requise par le Transporteur afin d'être en mesure de s'adapter à l'évolution constante du réseau de transport en adéquation avec les besoins des clients du Transporteur.

Comme mentionné précédemment, le réseau de transport n'est pas statique et le Transporteur, agissant en gestionnaire prudent et diligent, pourrait être amené à considérer, si le cas se présente, des options différentes de configurations de son réseau.

Avec la perspective d'un Projet de longue durée, comme celui en cause, le Transporteur mentionne à sa demande d'autorisation d'investissements pour le Projet, qu'il ne peut « [...] apporter sans autorisation préalable de la Régie aucune modification au projet qui aurait pour effet d'en modifier de façon appréciable les coûts ou la rentabilité » [note de bas de page omise]. Il s'agit d'une approche présentée systématiquement par le Transporteur qui a reçu l'aval de la Régie à de nombreuses reprises que l'intervenant tente de dénaturer en alléguant que le Projet présenté par le Transporteur n'est pas final.

Or, tel que l'a amplement démontré le Transporteur, le Projet repose sur des études complètes et exhaustives et les solutions de raccordement présentées par le Transporteur sont viables et optimales tant au niveau des coûts que des éléments techniques.

De plus, le Transporteur dispose des outils contractuels et réglementaires afin de s'ajuster aux circonstances. Cette faculté d'adaptation et le fait que le réseau de transport évolue constamment ne font pas en sorte de remettre en doute le caractère final et optimal du Projet à l'étude.

À l'évidence, les allégations de l'intervenant à cet égard, qui par ailleurs ne reposent sur aucune analyse sérieuse, doivent être rejetées par la Régie. »

[94] Pour ces motifs, la Régie de l'énergie réitère le dispositif de la décision D-2011-083.

Richard Lassonde
Régisseur

Représentants :

- Hydro-Québec représentée par M^e Yves Fréchette;
- Newfoundland and Labrador Hydro (NLH) représentée par M^e André Turmel;
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA) représentée par M^e Dominique Neuman.

- 7 -

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2003-68

R-3497-2002

4 avril 2003

PRÉSENTS :

Anita Côté-Verhaaf, M. Sc. (Écon.)

Benoît Pepin, LL. M.

Francine Roy, M. B. A.

Régisseurs

Hydro-Québec

Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent à la page suivante

Intervenants

*Décision concernant la demande du transporteur
d'électricité relative au raccordement de la centrale
Toulnoustouc, en vertu de l'article 73 de la Loi sur la Régie
de l'énergie*

LISTE DES INTERVENANTS :

- Association de l'industrie électrique du Québec (AIEQ);
- Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);
- Stratégies énergétiques (S.É.);
- Union des consommateurs (UC).

TABLE DES MATIÈRES

1.	Introduction et cadre légal	5
2.	Objectifs, description et justification du projet.....	6
2.1	Preuve du Transporteur	6
2.2	Observations et commentaires des intervenants.....	9
2.3	Opinion de la Régie	9
3.	Différentes solutions envisagées.....	10
3.1	Preuve du Transporteur	11
3.1.1	Choix de la configuration de la ligne	11
3.1.2	Choix de la variante d'intégration.....	11
3.2	Observations et commentaires des intervenants.....	12
3.3	Opinion de la Régie	13
4.	Coûts du projet.....	15
4.1	Preuve du Transporteur	15
4.2	Observations et commentaires des intervenants.....	17
4.3	Opinion de la Régie	18
5.	Coûts d'ingénierie et de gérance de projet	19
5.1	Preuve du Transporteur	19
5.2	Observations et commentaires des intervenants.....	20
5.3	Opinion de la Régie	20
6.	Traitement des coûts des équipements de télécommunication.....	22
6.1	Preuve du Transporteur	22
6.2	Opinion de la Régie	22
7.	Faisabilité économique, impact sur les tarifs et analyse de sensibilité.....	23
7.1	Preuve du Transporteur	23
7.1.1	Faisabilité économique.....	23
7.1.2	Impact sur les tarifs de transport (cas de base).....	25
7.1.3	Analyse de sensibilité sur les coûts d'investissement et la garantie d'achat.....	25
7.1.4	Frais financiers.....	26
7.2	Observations et commentaires des intervenants.....	26
7.3	Opinion de la Régie	27
8.	Engagement contractuel	28
8.1	Preuve du Transporteur	28
8.2	Observations et commentaires des intervenants.....	29
8.3	Opinion de la Régie	29

9.	Impact sur la fiabilité.....	31
9.1	Preuve du Transporteur.....	31
9.2	Observations et commentaires des intervenants.....	31
9.3	Opinion de la Régie.....	32
10.	Conclusion.....	32

1. INTRODUCTION ET CADRE LÉGAL

Le 1^{er} novembre 2002, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur) présente à la Régie de l'énergie (la Régie), en vertu de l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹ (la Loi), une demande d'autorisation pour l'acquisition et la construction d'immeubles ou d'actifs destinés au transport d'électricité résultant du raccordement de la centrale Tournustouc.

La demande du Transporteur découle de l'obligation d'obtenir une autorisation de la Régie pour toute acquisition ou construction d'actifs dans le cadre d'un projet de transport d'électricité d'un coût de 25 M\$ et plus, tel que l'édicte le paragraphe 1^o a) du premier alinéa de l'article 1 du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*² (le Règlement d'application). Selon la preuve du Transporteur, le projet de raccordement de la centrale Tournustouc (le Projet) en est un de 129,1 M\$³.

Les conclusions recherchées par le Transporteur sont les suivantes :

« **ACCUEILLIR** la présente demande;

DISPENSER la demanderesse de la publication d'avis publics, vu entre autres, la neutralité du raccordement de la centrale de la Tournustouc sur les tarifs du Transporteur;

ACCORDER à la demanderesse l'autorisation requise en vertu de l'article 73 de la Loi afin de réaliser le projet de raccordement de la centrale de la Tournustouc conformément à la preuve soumise à l'appui de la présente demande, la demanderesse ne pouvant apporter, sans autorisation préalable de la Régie, aucune modification au projet qui aurait pour effet d'en modifier de façon appréciable tant le tracé que les coûts ou la rentabilité. »

La Régie émet sa décision procédurale le 12 novembre 2002⁴. Une rencontre technique a lieu à ses bureaux le 10 décembre 2002, à laquelle assistent le Transporteur ainsi que les intervenants suivants : le RNCREQ, S.É. et UC. Le Mouvement au Courant assiste aussi à cette rencontre. Les intervenants déposent leurs observations et commentaires entre les 11 et 13 février 2003. Le Transporteur transmet sa réplique les 18 et 24 février 2003.

En cours d'audience, la Régie rejette par sa décision D-2003-42, une demande de confidentialité du Transporteur pour les données présentées à la pièce HQT-12, document 1.1 et lui ordonne de répondre à la question 3.3 de sa demande de renseignement numéro 1. Le Transporteur ne présente pas de réponse alternative et mentionne, dans sa

¹ L.R.Q., c. R-6.01.

² (2001) 133 G.O. II, 6165.

³ Pièce HQT-6, document 1, page 5.

⁴ Décision D-2002-247, dossier R-3497-2002.

lettre du 6 mars 2003, qu'il estime préférable que la Régie diffuse elle-même ce document sur son site Internet, ce qu'elle fait le 10 mars 2003. Aucun intervenant n'apporte de complément aux observations déjà soumises.

L'article 73 de la Loi stipule que le Transporteur doit obtenir l'autorisation de la Régie, entre autres, pour :

« 1° acquérir, construire ou disposer des immeubles ou des actifs destinés au transport ou à la distribution [...]. »

Les articles 2 et 3 du Règlement d'application énoncent les renseignements minimaux qui doivent accompagner la demande d'autorisation pour le Projet.

Le plan de la présente décision suit les exigences énoncées aux articles 2 et 3 du Règlement d'application tout en examinant plus en détail certains aspects pertinents au Projet.

2. OBJECTIFS, DESCRIPTION ET JUSTIFICATION DU PROJET

2.1 PREUVE DU TRANSPORTEUR

Le Transporteur explique que l'objectif du Projet est de raccorder à son réseau de transport d'électricité la centrale Tournustouc actuellement en construction par Hydro-Québec dans ses activités de production (le Producteur) et dont la mise en service est prévue pour le printemps 2005⁵.

Le Projet comprend un volet « intégration locale », incluant un poste élévateur de tension à la centrale Tournustouc, une ligne à 315 kV entre la centrale et le poste Micoua et des travaux au poste Micoua. Il comprend aussi un volet « intégration transport » qui inclut des travaux aux postes Jacques Cartier, Manicouagan, Lévis et principalement au poste Bergeronnes où l'ajout de compensation série s'avère nécessaire.

⁵ Pièce HQT-2, document 1, page 6.

Le Transporteur précise que le Producteur doit raccorder cette nouvelle capacité de production pour lui permettre d'accroître la flexibilité de ses livraisons au Québec et d'exporter d'éventuels surplus vers les marchés hors Québec⁹. Le Projet faisant l'objet de la présente répond donc à une demande du Producteur afin qu'il puisse raccorder cette centrale au réseau du Transporteur dès le printemps 2005.

Le Transporteur a reçu du Producteur le 26 juin 1998, une demande d'étude d'impact sur le réseau pour le raccordement de cette centrale, puis le 11 mai 2000, une demande d'intégration de sa production.

Les principales dates clés des étapes préalables à la réalisation du Projet ainsi que celles de l'échéancier directeur du Projet sont indiquées ci-dessous. Le Transporteur fournit aussi la liste des autorisations requises pour le présent Projet en vertu d'autres lois et dont les dernières devraient être acquises en septembre 2003¹⁰.

Évènements clés de l'échéancier du Projet¹¹	Date réelle ou prévue
Démarrage du mandat d'avant-projet et du cahier des charges	24 mai 2000
Démarrage de l'avant-projet	18 octobre 2001
Engagement de base de la part d'Hydro-Québec Équipement (HQE)	11 juillet 2002
Démarrage du Projet	17 octobre 2002
Approbation de la Régie	Mars 2003
Début des approvisionnements	Avril 2003
Dernières autorisations gouvernementales, y compris le certificat d'autorisation à la suite de l'étude du projet par le BAPE	Septembre 2003
Début des travaux de construction	Avril 2004
Mise en service prévue de la centrale Toulnostouc ainsi que de la ligne	Avril 2005
Fin des essais et mise en service des équipements du volet « intégration transport »	Décembre 2005

⁹ Pièce HQT-7, document 1, page 6.

¹⁰ Pièce HQT-10, document 1, pages 5 et 6.

¹¹ Pièce HQT-12, document 1, page 3; HQT-5, document 1, page 11.

2.2 OBSERVATIONS ET COMMENTAIRES DES INTERVENANTS

L'AIEQ fait valoir que la centrale Tounustouc est présentement en chantier et qu'une ligne est nécessaire pour la raccorder au réseau. Considérant la neutralité tarifaire du Projet, l'intervenante demande à la Régie une approbation dans les meilleurs délais.

Le RNCREQ considère que le Producteur n'est pas au Québec dans la même situation qu'ailleurs en Amérique du Nord où les producteurs privés sont en concurrence et soumissionnent dans le cadre de «pools» pour vendre leur production. L'intervenant croit que la Régie devrait s'interroger sur les besoins auxquels la nouvelle centrale pourra répondre avant d'autoriser la construction d'une ligne de raccordement¹².

S.É. appuie la demande du Transporteur à l'effet qu'une autorisation de la Régie puisse être émise avant le 1^{er} avril 2003¹³. Cette intervenante précise que la disponibilité dès 2005 de la centrale Tounustouc permettrait de contribuer plus tôt à l'amélioration du bilan environnemental du nord-est américain, déplaçant de l'électricité d'origine thermique provenant des États-Unis ou de provinces adjacentes¹⁴.

UC demande à la Régie de surseoir à sa décision car elle prétend qu'il y aurait lieu de combler certains vides et d'obtenir des réponses à des questionnements comme, entre autres, la liste des principes et des choix méthodologiques retenus, un scénario de refus d'autorisation de la Régie, la marge de manœuvre de la Régie dans l'application de l'article 73 de la Loi et le manque de coordination qui semble exister entre les rôles et responsabilités de la Régie et du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE). Ceci pourrait être utile pour la présentation de futures demandes semblables à la Régie¹⁵.

2.3 OPINION DE LA RÉGIE

La Régie est satisfaite de la justification présentée par le Transporteur pour le Projet dans le présent dossier. Le gouvernement a accordé un certificat d'autorisation pour la centrale Tounustouc et les travaux de construction ont démarré. Bien que la Régie ne soit pas liée par les décisions gouvernementales et qu'elle doive agir dans le cadre de son mandat, il n'en demeure pas moins que les politiques gouvernementales font partie intégrante du concept

¹² Commentaires du RNCREQ, 11 février, page 3.

¹³ Observations de S.É., 11 février 2003, page ii.

¹⁴ Rapport d'expertise de S.É., 11 février 2003, page 3.

¹⁵ Commentaires d'UC, 11 février 2003, page 11.

large d'intérêt public. La Régie rappelle qu'elle doit tenir compte de l'intérêt public lorsqu'elle rend ses décisions (article 5 de sa Loi) et que la décision du gouvernement d'autoriser la centrale Toulmoustouc est présumée prise dans l'intérêt public¹⁶.

En ce qui concerne l'échéancier, il persiste un certain risque. La Régie note que le Transporteur compte débiter les activités d'approvisionnement en avril 2003, alors qu'il prévoit obtenir les dernières autorisations gouvernementales d'ici septembre 2003. La Régie considère que ce risque est cependant limité puisque le processus d'appel d'offres prend quelques mois avant que le Transporteur ne s'engage financièrement. Les derniers permis fédéraux et provinciaux devraient être acquis avant qu'il ait à confirmer les principaux engagements.

Par ailleurs, la Régie demande au Transporteur de déposer, en suivi administratif de la présente décision, une copie des autorisations qu'il doit obtenir pour le Projet en vertu d'autres lois.

3. DIFFÉRENTES SOLUTIONS ENVISAGÉES

Dans l'analyse des solutions envisagées, le Transporteur choisit la configuration optimale de la ligne, c'est-à-dire, monoterne ou biterne, le calibre et le type de conducteur et le nombre de conducteurs par phase. Pour le choix de la configuration optimale, le Transporteur doit tenir compte des coûts des matériaux et des coûts de construction, mais aussi de la valeur économique des pertes qui sont moindres avec un ensemble de conducteurs plus gros.

Le Transporteur choisit le tracé et l'endroit où il connectera la nouvelle centrale à son réseau de transport, c'est le choix de la variante d'intégration. Il évalue les coûts d'investissement requis pour ces différentes variantes et tient compte, là aussi, de la valeur économique des pertes dans chaque cas.

¹⁶ Voir à ce sujet : Issalys, P. et Lemieux, D., *L'action gouvernementale*, pages 37 et 38; Société manitobaine du pétrole et du gaz, décision MH-1-87; Office national de l'énergie, septembre 1987, page 3; Examen de certains aspects de la méthode de calcul axée sur les conditions de marché, décision GH-4-89, Office national de l'énergie, mars 1990, page 37.

3.1 PREUVE DU TRANSPORTEUR

3.1.1 CHOIX DE LA CONFIGURATION DE LA LIGNE

Le Transporteur fait une première évaluation des pertes électriques pour des conducteurs de différents calibres et pour différentes configurations de lignes, monoterne ou biterne, en utilisant une formule qui prend en compte le facteur d'utilisation de la centrale Toulnostouc¹⁷. Pour chacune de ces options, le Transporteur détermine la valeur économique des pertes à partir de coûts marginaux unitaires de l'électricité estimés en 2001 pour des durées de vie variant de 20 à 50 ans, et le choix de la meilleure option est fait en tenant compte du coût total, soit le coût estimé de réalisation et le coût des pertes¹⁸.

Le Transporteur précise qu'en tenant compte des pertes, même si la capacité de la ligne est plus élevée que requis, le choix optimum est une ligne monoterne avec un conducteur de calibre 2 764 MCM. Cependant, il indique aussi qu'il peut disposer de pylônes bitermes et de conducteurs de 1 354 MCM provenant des équipements de la ligne Grand-Brûlé-Vignan, au coût de la ligne monoterne avec le conducteur de 2 764 MCM. En outre, l'utilisation de ces deux conducteurs de 1 354 MCM réduit encore plus les pertes. Conséquemment, en se basant sur le coût de la ligne qui sera imputé au Projet (celui d'une ligne monoterne avec un conducteur de 2 764 MCM) et le coût des pertes, le choix de deux conducteurs par phase de 1 354 MCM est le plus économique¹⁹.

3.1.2 CHOIX DE LA VARIANTE D'INTÉGRATION

L'étude d'impact du Projet sur le réseau a permis au Transporteur d'identifier quatre variantes d'intégration basées sur les infrastructures du réseau de transport déjà présentes à proximité de la centrale. Il est possible de raccorder la centrale, soit :

- à 315 kV, au poste de Micoua (735-315 kV);
- à 315 kV, au poste de la Manicouagan (735-315 kV);
- à 315 kV, au poste élévateur de tension de Manic-3; ou,
- à 735 kV, à la ligne 735 kV Arnaud-Micoua²⁰.

Pour la comparaison économique de chaque variante, le Transporteur tient compte du coût du poste à la centrale, de la ligne de raccordement de la centrale au réseau existant, des

¹⁷ Pièce HQT-12, document 1, page 4.

¹⁸ Pièce HQT-12, document 1, pages 7 et 8.

¹⁹ Pièce HQT-12, document 1, pages 8 et 9.

²⁰ Pièce HQT-4, document 1, page 5.

modifications au réseau existant requises par l'ajout de la nouvelle production de la centrale Toulnostouc et du différentiel entre les pertes électriques occasionnées par chaque variante.

La comparaison économique montre que la variante « Intégration à Micoua » présente le coût total actualisé le plus bas. De plus cette variante est techniquement acceptable et produit relativement peu d'impacts sur l'environnement²¹.

3.2 OBSERVATIONS ET COMMENTAIRES DES INTERVENANTS

S.É. invite la Régie à requérir du Transporteur qu'il complète sa preuve afin qu'elle puisse adéquatement comparer les variantes et choisir la plus appropriée²². Selon cette intervenante, la preuve du Transporteur souffre de lacunes méthodologiques empêchant une véritable comparaison entre les variantes et elle ne permet pas de déterminer la variante la plus appropriée²³. Elle mentionne que le Transporteur s'écarte de la méthode linéaire (coûts génériques) qu'il avait préconisée dans le dossier R-3470-2001 et qui fut appliquée par le Distributeur pour sélectionner ses offres d'approvisionnement post-patrimonial²⁴.

Sur cet aspect, le Transporteur réplique que la méthode des coûts génériques est appropriée dans le contexte d'un appel d'offres, mais ne l'est pas lorsqu'on analyse un seul projet comme celui du raccordement de la centrale Toulnostouc. Dans ce dernier cas, il est relativement facile de déterminer de façon précise les ajouts requis pour le Projet²⁵.

S.É. considère qu'il pourrait y avoir iniquité entre les producteurs, par exemple, si la marge de sécurité de ces postes se trouvait accrue par le Projet. Un nouveau producteur pourrait être raccordé dans ces zones sans se voir imputer aucun coût²⁶.

En outre, S.É. se déclare satisfaite de la procédure utilisée pour déterminer les pertes en puissance²⁷, mais mentionne que la méthode retenue par le Transporteur pour évaluer les pertes en énergie pourrait être de nature à les sous-estimer. Il donne l'exemple où la centrale serait utilisée à pleine capacité durant 61,5 % du temps et arrêtée le reste du temps. Selon l'intervenante, le taux de pertes en énergie serait alors 50 % plus élevé que celui calculé par le Transporteur. Elle recommande que la courbe de production de la centrale, telle que

²¹ Pièce HQT-4, document 1, pages 6 à 11.

²² Pièce S.É.-3, document 1, page 23.

²³ Pièce S.É.-3, document 1, page 18.

²⁴ Pièce S.É.-3, document 1, page 21.

²⁵ Pièce HQT-12, document 3, page 13.

²⁶ Pièce S.É.-3, document 1, page 22.

²⁷ Pièce S.É.-3, document 1, page 25.

prévue par le Producteur, soit utilisée pour évaluer les pertes en énergie de chacune des variantes²⁸.

UC souligne que l'importance de l'aspect technique exige une expertise particulière pour permettre de valider le choix de la variante retenue et il lui semble que la Régie ait décidé de procéder elle-même à cette analyse. Elle ajoute que les intervenants ne disposent d'aucun moyen leur permettant de contre-expertiser de façon convenable le choix de la variante retenue par le Transporteur, ni pour s'assurer que cette dernière constitue la solution optimale tant au niveau économique, que social et environnemental.

UC soumet que cette façon de faire soulève la question de la transparence du processus dans le cadre des activités d'un organisme de réglementation et suggère d'assurer aux intervenants un financement adéquat et des délais d'analyse suffisants dans une prochaine cause²⁹.

3.3 OPINION DE LA RÉGIE

Dans un premier temps, la Régie précise que la courbe de charge et la courbe de production déposées avec la réplique du Transporteur ne sont pas admises en preuve et ne sont pas prises en compte dans la présente décision.

La Régie est satisfaite de la preuve présentée concernant le choix de la configuration de la ligne et le choix de la variante d'intégration de la production de la centrale Tournestouc.

En ce qui concerne le calcul des pertes, la Régie est d'avis que, dans le présent dossier, l'utilisation de la formule présentée par le Transporteur est un compromis acceptable entre les deux extrêmes de production qui sont de produire à 100 % de capacité, 61,5 % du temps ou à 61,5 % de capacité, 100 % du temps. Dans le premier cas, la valeur économique des pertes est supérieure à celle du cas analysé par le Transporteur alors que, dans le second cas, elle est inférieure. Cependant, pour chaque variante, la valeur des pertes est modifiée dans la même proportion et le choix de la variante reste inchangé.

La Régie estime que le profil de production de la centrale peut varier dépendant de plusieurs facteurs, dont l'hydraulicité et son utilisation pour la charge locale ou pour l'exportation. Il apparaît donc que le profil de production peut varier entre les deux extrêmes mentionnés

²⁸ Pièce S.É.-3, document 1, pages 26 et 27.

²⁹ Commentaires d'UC, pages 3 et 4.

plus haut. Dans ce contexte, l'hypothèse du Transporteur pour l'évaluation des pertes électriques traduit une utilisation réaliste de la centrale sur la période de sa vie utile.

La Régie est satisfaite de la preuve présentée concernant l'analyse des variantes d'intégration³⁰ et accepte le choix de la variante « Intégration à Micoua en monoterne ». Elle reproduit ci-dessous le tableau de la page 17 de la pièce HQT-12, document 1, et présente le cas, à titre d'exemple, où la valeur économique des pertes est réduite de 40 %.

VARIANTES MS actualisés en 2006	COÛTS	PERTES I	TOTAL I	PERTES II (-40 %)	TOTAL II
Manic-3 (315 kV) Biterne	103,0	0,0	103,0	0,0	103,0
Manic-3 (315 kV) Monoterne*	101,0	2,1	103,1	1,3	102,3
Micoua (315 kV) Biterne	110,0	-15,1	94,9	-9,1	100,9
Micoua (315 kV) Monoterne*	105,0	-15,1	89,9	-9,1	95,9
Manicouagan (315kV) Biterne	117,0	8,4	125,4	5,0	122,0
Manicouagan (315 kV) Monoterne*	113,0	8,4	121,4	5,0	118,0
Ligne 735 kV	138,0	nd	> 138,0	Nd	> 138,0

Note * : monoterne avec 2 conducteurs en faisceau

On constate qu'une variation importante en pourcentage de la valeur économique des pertes électriques ne modifie pas la solution retenue pour le Projet. L'intégration de la centrale au poste Micoua avec une configuration monoterne reste la variante la plus économique.

La Régie est également satisfaite de la preuve présentée concernant le choix de la configuration de la ligne et du calibre du conducteur³¹. Il est aussi possible, dans ce cas, de constater qu'une variation importante, même de plus ou moins 40 %, de la valeur des pertes dans le tableau de la page 8 de la pièce HQT-12, document 1, ne change pas le choix de la solution retenue.

La Régie est d'avis que l'utilisation des coûts génériques n'est pas acceptable dans le cas présent. En effet, les coûts génériques présentés dans le dossier R-3470-2001 permettent de comparer différents projets de production situés à différents endroits sur le réseau de

³⁰ Pièce HQT-12, document 1.2, page 7.

³¹ Pièce HQT-12, document 1, page 8.

transport. Dans le cas actuel, où l'on doit discriminer entre plusieurs variantes d'un projet situé à un endroit précis du réseau, les coûts génériques ne sont pas suffisants. Ces coûts ne correspondent qu'aux coûts de la portion « Transport » apparaissant dans le tableau R3.1 de la page 7 de la pièce HQT-12, document 1.2, et on peut constater qu'ils sont stables (de 41 à 43 M\$) d'une variante à l'autre³².

La problématique que soulève S.É. relativement à l'équité entre producteurs est mal fondée et contraire aux dispositions des *Tarifs et conditions du service de transport*.

En conséquence, la Régie accepte la variante d'intégration au poste Micoua et la configuration basée sur une ligne monoterne, avec deux conducteurs par phase de calibre 1 354 MCM (au coût d'un conducteur par phase de 2 764 MCM) et des pylônes biternes où chaque console supporte un seul conducteur.

Quant au commentaire d'UC sur la transparence du processus choisi dans le présent dossier, la Régie rappelle sa décision procédurale D-2002-247. Elle y précisait que cette audience permettait de tester certains principes généraux et méthodologiques. Ce dossier permet aussi d'examiner, entre autres, la faisabilité économique du projet, son impact sur les tarifs du Transporteur et sur la fiabilité du réseau. Quant aux services d'experts, la Régie prévoyait apprécier, à la lumière des demandes d'intervention, l'opportunité de l'expertise proposée³³. Elle n'a reçu aucune proposition d'expertise de la part de cette intervenante.

4. COÛTS DU PROJET

4.1 PREUVE DU TRANSPORTEUR

Les coûts associés au Projet s'élèvent à 129,1 M\$, incluant une inflation estimée selon l'indice des prix des produits industriels émis par le WEFA GROUP³⁴.

Ce montant de 129,1 M\$ inclut les coûts du poste élévateur de tension de 16,7 M\$ situé à la centrale Tounustouc bien que sa construction soit déjà autorisée par décret du gouvernement³⁵. Par ailleurs, ce montant n'inclut pas les investissements nécessaires dans le

³² Pièce HQT-12, document 1.2, page 7, tableau R3.1, colonne « Transport ».

³³ Décision D-2002-247, dossier R-3497-2002, pages 3, 4 et 5.

³⁴ Pièce HQT-6, document 1, page 5.

³⁵ Décret 824-2001 du 27 juin 2001.

cadre du Projet pour les installations de télécommunication³⁶. Ce dernier aspect est traité à la section 6.

Les coûts du Projet, que le Transporteur détaille à la page 7 de la pièce HQT-6, document 1, sont synthétisés et reproduits au tableau 1 ci-après. Les frais financiers et les frais généraux sont regroupés et le pourcentage de chaque activité par rapport aux coûts totaux du Projet est ajouté par la Régie.

Tableau 1
Coûts d'intégration de la production de la centrale Tounustouc
(en milliers de \$ de réalisation)³⁷

	Volet intégration locale			Volet intégration transport		Total	Pourcentage des coûts totaux**	
	Ligne à 315 kV Toulou-Micoua	Poste de la Tounustouc	Poste de Micoua	Poste et lignes Bergeronnes	Autres postes			
1	Études d'avant-projet	2 111,2 \$	339,1 \$	131,5 \$	330,0 \$	382,8 \$	3 294,6 \$	2,6%
2	Ingénierie	3 002,4 \$	872,4 \$	1 006,0 \$	1 237,7 \$	716,8 \$	6 835,3 \$	5,3%
3	Gérance de projets	2 373,3 \$	1 173,7 \$	1 391,7 \$	4 240,2 \$	872,4 \$	10 051,3 \$	7,8%
4	Sous-Total	7 486,9 \$	2 385,2 \$	2 529,2 \$	5 807,9 \$	1 972,0 \$	20 181,2 \$	15,6%
5	Approvisionnement	5 170,7 \$	8 867,6 \$	4 479,0 \$	7 910,9 \$	3 689,9 \$	30 118,1 \$	23,3%
6	Déboisement	5 301,1 \$					5 301,1 \$	4,1%
7	Construction	9 754,4 \$	2 483,6 \$	2 991,6 \$	6 590,1 \$	1 442,4 \$	23 262,1 \$	18,0%
8	Clé en main *				27 118,2 \$		27 118,2 \$	21,0%
9	Sous-Total	20 226,2 \$	11 351,2 \$	7 470,6 \$	41 619,2 \$	5 132,3 \$	85 799,5 \$	66,4%
10	Mise en valeur	355,9 \$	165,1 \$	120,7 \$			641,7 \$	0,5%
11	Contingence	1 869,6 \$	1 176,8 \$	1 169,6 \$	4 893,5 \$	946,6 \$	10 056,1 \$	7,8%
12	Frais généraux	687,6 \$	314,0 \$	229,8 \$	1 044,6 \$	131,3 \$	2 407,3 \$	1,9%
13	Frais financiers	3 615,8 \$	1 281,0 \$	669,1 \$	3 951,1 \$	520,0 \$	10 037,0 \$	7,8%
14	TOTAL:	34 241,9 \$	16 673,3 \$	12 189,0 \$	57 316,3 \$	8 702,2 \$	129 122,7 \$	100,0%

* (approvisionnement et construction pour la compensation série)

** (calculés à partir des chiffres de la colonne précédente)

³⁶ Pièce HQT-6, document 1, page 5.

³⁷ Selon le tableau de la page 7 de la pièce HQT-6, document 1.

Le Transporteur indique que la provision pour contingences est une pratique générale de l'industrie. Elle sert à couvrir les imprécisions inhérentes à toute estimation du coût des travaux. Selon le Transporteur, ce Projet ne présente pas de risque particulier par rapport à tout projet habituel de construction de ligne et de poste. Seul l'ajout de la compensation série à un poste existant présente des éléments de risques techniques plus élevés³⁸.

Le Transporteur fournit son estimation du besoin de contingence pour chaque élément du Projet³⁹. Celle-ci est reproduite à la ligne 11 du tableau 1. Il mentionne qu'il ne calcule aucune provision sur les frais généraux et sur les frais financiers⁴⁰. Enfin, il précise que la provision pour contingences pour le poste de Bergeronnes est basée sur l'historique des projets réalisés par Hydro-Québec Équipement (HQE) : elle est de 8,5 % (frais financiers et frais généraux inclus)⁴¹.

Le coût cumulatif d'un projet ne doit pas dépasser 15 % du montant approuvé par le conseil d'administration du Transporteur ou 25 M\$. En cas de dépassement de cette limite, celui-ci doit alors acheminer une nouvelle recommandation à son conseil pour justifier l'écart et obtenir une nouvelle autorisation. Il précise que, dans une telle éventualité, il s'engage à en informer la Régie en temps opportun. La Régie en serait saisie et toutes les explications lui seraient alors fournies⁴².

4.2 OBSERVATIONS ET COMMENTAIRES DES INTERVENANTS

UC déplore que des éléments d'information en termes de coûts n'étaient pas présents dans la preuve initiale (télécommunications, équipements provenant du projet Grand-Brûlé-Vignan) et n'ont été déposés qu'à la suite des demandes de renseignements⁴³.

UC considère enfin que le Transporteur doit assurer un suivi serré du Projet auprès de la Régie et ne pas attendre le dépassement des coûts. Celle-ci devrait être avisée, non pas « *en temps opportun* », mais en même temps que le conseil d'administration d'Hydro-Québec⁴⁴.

³⁸ Pièce HQT-12, document 1, page 26.

³⁹ Pièce HQT-6, document 1, page 7.

⁴⁰ Pièce HQT-6, document 1, page 16.

⁴¹ Pièce HQT-12, document 1, page 22.

⁴² Pièce HQT-6, document 1, page 5; pièce HQT-12, document 1, page 41.

⁴³ Commentaires d'UC, 11 février 2003, page 11.

⁴⁴ Commentaires d'UC, 11 février 2003, page 9.

4.3 OPINION DE LA RÉGIE

La Régie accepte les coûts du Projet tels que décrits au tableau de la page 7 de la pièce HQT-6, document 1, avec les réserves exprimées à la section 5 de la présente. La Régie est satisfaite de ce niveau de détail sur les coûts prévus du Projet. Elle demande au Transporteur de présenter dans son rapport annuel, selon l'article 75 de la Loi, un tableau d'avancement des coûts réels selon la même présentation et le même niveau de détail, ainsi qu'un suivi de l'échéancier du Projet. Le tableau de suivi devra inclure, pour chaque poste, la prévision initiale, les coûts réels à date, la prévision pour compléter le Projet et une explication des écarts majeurs. Lors du rapport annuel suivant la mise en service du Projet, le Transporteur déposera les coûts réels complets et le calcul de la contribution annuelle du Producteur garantissant la neutralité tarifaire.

La Régie prend acte qu'en cas de dépassement anticipé de plus de 15 % des coûts, le Transporteur devra obtenir une nouvelle autorisation de son conseil d'administration et qu'elle en sera saisie si cela se produisait. La Régie rappelle qu'il incombera au Transporteur de justifier la prudence de ces coûts lorsqu'il demandera leur inclusion à son coût de service.

En ce qui concerne la provision pour contingences, la Régie demande au Transporteur de présenter cette donnée pour les projets futurs en pourcentage du coût du projet, sans les frais financiers, ni les frais généraux. Un mode de calcul uniforme de la provision pour contingences pour les éléments d'un projet et pour les différents projets à venir, permettra à la Régie d'apprécier plus facilement la prise en compte des risques par le Transporteur.

À partir du tableau 1, si on exclut les frais financiers et les frais généraux, les provisions pour contingences correspondent aux pourcentages suivants⁴⁵ :

Ligne Toulnostouc – Micoua	6,2 %
Poste élévateur de la centrale	7,8 %
Poste de Micoua	10,4 %
Poste et lignes de Bergeronnes	9,4 %
Autres postes	11,8 %
Total du Projet	8,6 %

La Régie note que la provision totale pour contingences de 10,1 M\$ représente 8,6 % des coûts du Projet, pourcentage qu'elle juge élevé pour ce type de projet et à ce stade-ci d'avancement, alors que l'avant-projet est complété. Le Transporteur considère que les risques dans ce cas sont comparables à ceux d'autres projets de même nature, or cette ligne

⁴⁵ Tableau 1, ligne 11 sur la ligne 14 diminuée des lignes 12 et 13.

traverse des terres de la Couronne, suit un corridor existant sur une bonne portion de son tracé et le Transporteur a l'expérience d'un réseau important de lignes et de postes à 315 kV. Le Transporteur mentionne que l'ajout de compensation série au poste existant de Bergeronnes est le seul élément qui présente un certain risque technique, mais il provisionne des contingences supérieures en pourcentage pour les autres postes, y compris pour le poste Micoua. La Régie suivra l'utilisation de cette contingence lors du dépôt des informations dans le rapport annuel.

5. COÛTS D'INGÉNIERIE ET DE GÉRANCE DE PROJET

5.1 PREUVE DU TRANSPORTEUR

Le Transporteur décrit HQE comme une de ses « affiliées » aux fins de la décision D-2002-95⁴⁶. Il ajoute qu'il n'existe pour l'instant aucun code de conduite qui régisse ses transactions avec HQE⁴⁷.

Le Transporteur élabore sur le fait « *qu'il est de rigueur de confier à une même unité administrative interne [en l'occurrence HQE] le soin de gérer la réalisation des projets* » (nous soulignons). HQE assure la réalisation de toutes les activités de projet, à partir de la demande du Transporteur, jusqu'au transfert des installations à cette division. Près de 160 projets de transport sont actuellement en cours de réalisation et le Transporteur affirme qu'il est primordial d'avoir une vision globale et intégrée des interventions sur le territoire et sur le réseau de transport⁴⁸.

Le prix coûtant de HQE par heure de main d'œuvre facturée correspond à un taux de majoration de 2,25 depuis quelques années. Selon le Transporteur, le taux moyen de majoration dans le privé serait de 2,35; ce taux couvrant les frais généraux de la firme et ses bénéfices⁴⁹. Le Transporteur précise aussi, en réponse aux demandes de renseignements de la Régie, que le taux de 2,25 n'est pas un taux de facturation, les services d'HQE lui étant facturés au coût réel complet, c'est-à-dire en incluant les avantages sociaux, les espaces de bureau, l'informatique, la gestion, etc. Le taux de 2,25 est le résultat d'un calcul pour fin de balisage⁵⁰.

⁴⁶ Pièce HQT-12, document 4, page 9.

⁴⁷ Pièce HQT-12, document 1, page 43.

⁴⁸ Pièce HQT-6, document 1, pages 9 et 10.

⁴⁹ Pièce HQT-6, document 1, page 12.

⁵⁰ Pièce HQT-12, document 1, page 44.

Le Transporteur allègue qu'il n'existe pas de marché qui puisse fournir des services d'ingénierie et de gérance de projet d'une envergure comparable au Projet sous étude. Il soumet que le personnel de HQE est hautement qualifié, notamment dans le domaine technique du transport de l'électricité. Cette façon de faire assure également la pérennité de l'expertise du personnel de HQE et cette division pourrait elle-même avoir recours à des services de ressources externes pour réaliser certaines activités⁵¹.

5.2 OBSERVATIONS ET COMMENTAIRES DES INTERVENANTS

Le RNCREQ précise que la Régie devrait se préoccuper de l'octroi sans appel d'offres à une division affiliée, HQE, d'un contrat de cette envergure et prendre des mesures pour que cela ne se reproduise pas. L'intervenant trouve difficile de concevoir qu'aucune entreprise indépendante n'ait l'expertise pour mener à bien ce genre de projet⁵².

UC est préoccupée par le cadre dans lequel fonctionne actuellement Hydro-Québec et le fait que le Transporteur ait systématiquement recours à HQE plutôt qu'aux forces du marché. L'intervenante recommande que la Régie valide cette façon de faire et évalue le différentiel de coûts que cela implique afin que les consommateurs soient toujours assurés de bénéficier des meilleurs prix et services. Les frais de gérance, frais d'ingénierie et frais généraux devraient faire l'objet de suivis comparatifs réguliers selon l'intervenante⁵³.

5.3 OPINION DE LA RÉGIE

Dans le cadre du Projet, le Transporteur attribue sans appel d'offres à son affiliée HQE, un mandat qui dépasse 20 M\$⁵⁴. La preuve est aussi à l'effet que tous les projets du Transporteur (il y en a actuellement près de 160) sont confiés à HQE pour les études d'avant-projet, l'ingénierie, la gérance de projet et l'environnement. Ces projets sont facturés au Transporteur au coût complet incluant les coûts directs et indirects ainsi qu'une marge bénéficiaire. Selon la preuve déposée, ce prix coûtant qui se répercutera ultimement sur les tarifs du Transporteur correspond depuis quelques années à un taux de majoration sur salaire de 2,25 pour HQE.

⁵¹ Pièce HQT-12, document 1, page 45.

⁵² Commentaires du RNCREQ, 11 février, page 4.

⁵³ Commentaires d'UC, 11 février 2003, pages 5 et 6.

⁵⁴ Pièce HQT-12, document 1, pages 44 et 45.

La Régie est préoccupée par cette politique de ne pas recourir à des appels de propositions pour des services d'ingénierie, de gérance de projet et d'études environnementales, surtout lorsqu'il s'agit d'investissements de l'envergure du Projet.

Le Transporteur compare le taux de majoration sur salaire de HQE à celui du privé. La Régie n'est pas satisfaite de la preuve à ce sujet. Elle considère que l'affiliée du Transporteur est assurée de recevoir annuellement un important chiffre d'affaire stable et prévisible. Cela doit être pris en compte lors d'une comparaison avec les firmes privées qui évoluent dans un environnement concurrentiel. Leur taux de majoration sur salaire doit couvrir le démarchage, la préparation des offres de service et les négociations contractuelles, alors que leur main d'œuvre et autres dépenses ne sont pas facturables. La Régie note aussi que les coûts du Projet incluent 2,4 M\$ de frais généraux alors que le Transporteur confie la gérance à HQE et que le coût complet de HQE inclut déjà des espaces de bureau, des coûts d'informatique et de gestion administrative⁵⁵.

Pour ces raisons, la Régie considère que le taux de majoration sur salaire de HQE reste à justifier. Dans l'intérêt public et afin de s'assurer que les consommateurs bénéficient du meilleur service au meilleur prix, la Régie recommande au Transporteur de procéder à des appels de propositions afin de tester le marché et d'obtenir ainsi des cas de balisages réels. La Régie ne se prononce pas sur le coût complet pour HQE qui équivaut à un taux de majoration sur salaire de 2,25. Le Transporteur devra justifier ce coût lors de l'inclusion des coûts du Projet à son coût de service.

La Régie demande au Transporteur de présenter, lors du dépôt des coûts réels du projet, le détail des coûts de HQE y compris un calcul du taux de majoration sur salaire. Elle s'attend à ce que ce taux évolue à la baisse avec le temps. Elle demande aussi de poursuivre ces études comparatives du taux de majoration sur salaire avec le privé et de lui présenter des exemples concrets lors des prochaines demandes d'autorisation selon l'article 73 de la Loi. La Régie considère que la validation des coûts de HQE est essentielle pour s'assurer de la raisonnable des charges portées au coût de service du Transporteur et ultimement appliquées dans les tarifs.

⁵⁵ Pièce HQT-12, document 1, page 44.

6. TRAITEMENT DES COÛTS DES ÉQUIPEMENTS DE TÉLÉCOMMUNICATION

6.1 PREUVE DU TRANSPORTEUR

Selon le Transporteur, le coût total estimé des investissements qu'il doit assumer s'élève à 132,4 M\$. Ce montant inclut un investissement de 3,2 M\$ en équipements de télécommunication pour lequel le Transporteur ne demande pas d'autorisation alléguant que « *les télécommunications sont non réglementées* »⁵⁶.

Il ajoute que l'investissement total dans les équipements de télécommunication pour l'ensemble du Projet est estimé à 7,1 M\$ et que globalement, en 2002, le Transporteur utilisait environ 66 % des circuits facturés. Le Transporteur mentionne aussi que le montant de la garantie d'achat du Producteur contenu dans l'Entente de raccordement signée le 31 octobre 2002 (l'Entente) sera ajusté pour refléter le coût réel du Projet incluant l'écart entre le 3,2 M\$ initialement prévu pour les équipements de télécommunication et le montant qui découlera de la facturation de ces équipements⁵⁷.

6.2 OPINION DE LA RÉGIE

La Régie rappelle la formulation de la décision D-2002-95 relative aux équipements de télécommunication :

« Immobilisations allouées à la DPTI

TransÉnergie étant une entité assujettie à la réglementation, cette dernière doit s'assurer que les services fournis par le réseau de télécommunications sont en tout temps disponibles puisqu'ils sont nécessaires à l'exploitation du réseau de transport. Par ailleurs, elle en est l'utilisateur principal car, en effet, 88 % des circuits dédiés de télécommunications sont facturés à TransÉnergie. En audience, Hydro-Québec elle-même a déclaré qu'elle ne pouvait opérer le réseau de transport sans les télécommunications.

La Régie s'interroge sur le fait que des actifs essentiels à l'opération du réseau de transport, qui sont en plus des actifs qui servent à un réseau stratégique, ne soient pas directement sous le contrôle du transporteur et ne figurent pas à la base de tarification. La proposition du transporteur n'est pas cohérente avec celle sur les immeubles partagés, dont la propriété est attribuée à l'utilisateur principal qui facture par la suite les autres utilisateurs.

La Régie demande au transporteur, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, de présenter, pour examen, des informations supplémentaires concernant les activités de

⁵⁶ Pièce HQT-7, document 1, page 7.

⁵⁷ Pièce HQT-12, document 1, pages 38 et 39.

*« télécommunications, soit le montant des immobilisations à inclure à la base de tarification et les dépenses, par catégorie, nécessaires à la prestation de service, avec le même niveau de détail que pour les charges directes du transporteur. Ces informations devraient inclure celles présentées comme si les actifs étaient détenus et gérés par le transporteur ».*⁵⁸ (nous soulignons)

La Régie note que la décision D-2002-95 ne dit pas que les activités de télécommunication ne sont pas réglementées, comme l'affirme le Transporteur. Cette décision révèle plutôt que la question n'est pas encore tranchée.

La Régie considère qu'il n'appartient pas à la présente formation de trancher ce débat sur le caractère réglementé ou non des activités de télécommunication du Transporteur. Cette question sera réglée lors de la prise en compte des investissements du Projet dans le coût de service du Transporteur.

Toutefois, dans le contexte du présent dossier, la Régie prend acte et se satisfait du fait que l'évaluation de l'impact tarifaire présentée dans la demande⁵⁹ inclut les investissements de télécommunication comme s'ils étaient dans la base de tarification du Transporteur. La Régie note aussi que la garantie d'achat du Producteur sera ajustée pour refléter le coût réel du Projet, y compris éventuellement le coût des activités de télécommunication imputable au Transporteur.

Lors du dépôt à la Régie de l'avancement des coûts réels dans le rapport annuel, le Transporteur devra présenter également les informations concernant la partie du coût des équipements de télécommunication imputable au Transporteur.

7. FAISABILITÉ ÉCONOMIQUE. IMPACT SUR LES TARIFS ET ANALYSE DE SENSIBILITÉ

7.1 PREUVE DU TRANSPORTEUR

7.1.1 FAISABILITÉ ÉCONOMIQUE

Selon le Transporteur, son Entente avec le Producteur assure la rentabilité générale du Projet. Cette Entente garantit l'achat par le Producteur de services de transport point à point

⁵⁸ Décision D-2002-95, dossier R-3401-98, page 93.

⁵⁹ Pièce HQT-7, document 1, annexe A, page 3.

pendant une période de 10 ans débutant au moment de la mise en service de la centrale. Le montant de cette garantie d'achat, estimé à 22,7 M\$ par année, sera révisé à la mise en service de la centrale en fonction des coûts réels assumés par le Transporteur.

Le Producteur fournit des revenus point à point importants au Transporteur en utilisant des surplus de capacité de son parc de production pour effectuer des livraisons hors Québec. Ces revenus point à point se sont élevés à 289,7 M\$ en 2001, suivant la structure tarifaire en place depuis 1997. Les revenus ainsi perçus par le Transporteur servent à réduire d'autant les revenus requis qu'il doit récupérer auprès du Distributeur pour l'alimentation de la charge locale.

Le Transporteur se réfère au Plan stratégique 2002-2006 d'Hydro-Québec et mentionne que les livraisons hors Québec du Producteur seront réduites de 15 TWh en 2001 à 9 TWh en 2006, et ce, en supposant le raccordement au réseau de nouvelles centrales pouvant produire 4 TWh en 2006, dont la centrale Toulnostouc. En l'absence de cette nouvelle capacité de production, le potentiel d'utilisation des services point à point du Transporteur sera réduit des deux tiers, à 5 TWh par an en 2006. Le raccordement de nouvelles centrales du Producteur au réseau du Transporteur permettra donc de contrer, du moins en partie, la baisse prévisible des revenus point à point et, conséquemment, d'atténuer l'impact direct que cette baisse entraînera sur les revenus requis du Transporteur récupérés de la charge locale. Celui-ci présente dans le tableau 2 ci-dessous, un scénario possible de l'évolution de ses revenus point à point, avec et sans le raccordement de la centrale Toulnostouc⁶⁰.

Tableau 2

Achats de service point à point d'Hydro-Québec Production (2001-2006)

	2001 (Réel)	2006 Sans Toulnostouc	2006 Avec Toulnostouc
Livraisons sur le réseau (TWh)	15	5	7,7
Revenus point à point	289,7	55,2*	77,9

* Note : 385 MW de services de transport à long terme à 72,91 \$/kW pour les contrats VJO et CRT et 3 TWh pour des services de court terme à 8,33 \$/MW-heure.

⁶⁰ Pièce HQT-7, document 1, pages 5, 6 et 7.

Le coût total d'investissement assumé par le Transporteur est estimé à 132,4 M\$. Ces investissements totaux correspondent à un montant de 272 \$/kW⁶¹, soit un montant inférieur à la limite de 522 \$/kW autorisée par la Régie⁶².

Par ailleurs, le coût du poste élévateur de 16,7 M\$ assumé par le Transporteur, déjà inclus dans le montant de 132,4 M\$ indiqué ci-dessus, correspond à 32 \$/kW⁶³, soit un montant inférieur à la limite de 95 \$/kW applicable aux postes élévateurs dont la tension de raccordement au réseau est supérieure à 120 kV⁶⁴.

7.1.2 IMPACT SUR LES TARIFS DE TRANSPORT (CAS DE BASE)

Selon le Transporteur, la garantie d'achat du Producteur permet d'assurer la neutralité du Projet sur les tarifs du Transporteur. Ainsi, pendant toute la durée de la garantie d'achat, le tarif annuel reste constamment inférieur au tarif de 72,91 \$/kW-an présentement en vigueur. Par la suite, le tarif annuel connaît une légère hausse à la suite de l'expiration de la garantie d'achat à la onzième année mais, sur une période de 20 ans, la valeur actualisée du tarif demeure au niveau actuel.

Le Transporteur indique que son approche garantit un niveau minimum d'achat de services de transport par le Producteur de sorte que, selon le pire scénario, le Projet aura un impact neutre sur les tarifs du Transporteur et, selon le meilleur scénario, il générera des revenus point à point permettant d'abaisser les tarifs⁶⁵.

Si le Distributeur retenait éventuellement tout ou une partie de cette centrale comme source d'approvisionnement en électricité dans le cadre d'un appel d'offres, la garantie d'achat du client serait réduite proportionnellement. Dans un tel cas, le Transporteur montre que l'impact sur les tarifs serait à la baisse⁶⁶.

7.1.3 ANALYSE DE SENSIBILITÉ SUR LES COÛTS D'INVESTISSEMENT ET LA GARANTIE D'ACHAT

Le Transporteur présente un scénario complémentaire dans lequel le montant annuel des achats de service point à point est établi pour maintenir le tarif annuel à son niveau actuel de

⁶¹ Pièce HQT-7, document 1, page 7.

⁶² Tarifs et conditions du service en transport, page 188.

⁶³ Pièce HQT-7, document 1, page 8.

⁶⁴ Tarifs et conditions du service de transport, page 183.

⁶⁵ Pièce HQT-7, document 1, pages 8 et 9.

⁶⁶ Pièce HQT-12, document 1, pages 32 et 33.

72,91 \$/kW-an ou moins pendant la période de 20 ans⁶⁷. Les montants requis après la dixième année vont en diminuant, de 15 M\$ la onzième année à 11 M\$ la vingtième année. Le Transporteur considère aussi que ce scénario est conservateur.

L'Entente prévoit que la garantie d'achat du Producteur sera ajustée à la date de mise en service de la centrale en fonction du coût réel assumé par le Transporteur. Ainsi, le Transporteur démontre qu'une majoration de 10 % du coût encouru par le Transporteur et de la garantie d'achat produit le même impact sur le tarif annuel que le scénario de base. Tous les clients du Transporteur sont donc protégés d'un impact à la hausse sur les tarifs découlant d'une augmentation imprévue des coûts assumés par le Transporteur⁶⁸.

7.1.4 FRAIS FINANCIERS

Le Transporteur précise enfin que les frais financiers sont calculés selon le taux du coût en capital de l'année témoin projetée 2001, soit 9,723 %, applicable aux immobilisations en cours⁶⁹. À la demande de la Régie, il produit un estimé des frais financiers du Projet en considérant le taux prospectif du coût en capital, soit 8,08 %. Ces frais passent à 849 600 \$ pour l'avant-projet et à 7 491 300 \$ pour le projet, pour un total de 8 340 900 \$; une diminution de 1 696 100 \$, soit 1,3 % des coûts totaux⁷⁰.

7.2 OBSERVATIONS ET COMMENTAIRES DES INTERVENANTS

L'AIEQ est d'avis que la solution préconisée par le Transporteur est bonne. En considération de la neutralité tarifaire du Projet, l'AIEQ demande à la Régie d'approuver le Projet dans les meilleurs délais.

UC s'interroge sur la méthode proposée pour s'assurer de la neutralité tarifaire. En particulier, elle se demande si la garantie d'achat s'ajoute vraiment aux engagements de réservation du Producteur et si celui-ci aura toujours intérêt à respecter cette soi-disant garantie d'achat. Cette intervenante recommande que la Régie précise et encadre davantage cette garantie d'achat⁷¹.

⁶⁷ Dossier R-3401-98, HQT-10, document 1, page 40. Une période de 20 ans est considérée puisqu'elle correspond à la durée de vie normale des contrats d'approvisionnement des producteurs privés.

⁶⁸ Pièce HQT-7, document 1, page 9.

⁶⁹ Pièce HQT-6, document 1, page 13.

⁷⁰ Pièce HQT-12, document 1, page 34.

⁷¹ Commentaires d'UC, 11 février 2003, page 7.

De plus, UC soutient qu'il n'est pas possible de se baser sur la présente instance pour évaluer si les méthodologies soumises par le Transporteur, reliées à la faisabilité économique du Projet ainsi qu'à l'impact sur les tarifs du Transporteur et sur la fiabilité de son réseau, pourraient permettre un traitement plus allégé lors des prochaines demandes de même nature puisqu'il semble bien improbable qu'on soit de nouveau confronté à un tel dossier⁷².

7.3 OPINION DE LA RÉGIE

La Régie est satisfaite de la démonstration du Transporteur concernant la neutralité tarifaire du Projet. Elle prend note que le scénario de base⁷³ ne tient compte d'aucun revenu point à point après la dixième année, ce qui est conservateur. En effet, le Transporteur présente un autre scénario⁷⁴ incluant des revenus point à point après la dixième année qui montre un impact tarifaire à la baisse sur 20 ans et le respect de la neutralité tarifaire chaque année.

La Régie juge utile que, lors d'une demande selon l'article 73 de la Loi, un scénario basé sur la durée de vie utile moyenne des immobilisations soit aussi présenté, incluant les dépenses pour cette période, y compris celles en capital nécessaires au maintien des immobilisations du projet et incluant les revenus projetés.

En outre, la Régie juge utile que la faisabilité économique inclue la présentation, la justification et le traitement comptable des coûts des équipements provenant d'un projet annulé ou suspendu, le cas échéant, ainsi que la valeur résiduelle des équipements qui sont récupérés et les coûts de récupération de ces équipements.

Enfin, la Régie note que le Transporteur utilise le taux du coût moyen en capital de l'année témoin projetée 2001, soit 9,723 %, et que ce taux n'est pas nécessairement représentatif du coût moyen en capital qui prévaudra au cours des années 2004 et 2005, années où les investissements les plus importants seront réalisés. En outre, la différence entre le taux du coût moyen en capital de l'année témoin projetée et le coût prospectif du capital n'est pas négligeable. La Régie juge utile, pour les besoins d'une demande d'autorisation d'un projet selon l'article 73 de la Loi, que le Transporteur présente l'estimation des frais financiers avec ces deux taux, comme dans la présente cause.

⁷² Commentaires d'UC, 11 février 2003, page 8.

⁷³ Pièce HQT-7, document 1, annexe A, page 3.

⁷⁴ Pièce HQT-7, document 1, annexe A, page 5.

8. ENGAGEMENT CONTRACTUEL

8.1 PREUVE DU TRANSPORTEUR

L'Entente est un engagement d'achat de services de transport point à point pendant une période de 10 ans selon les modalités prévues aux tarifs et conditions, portant sur divers services de transport utilisant le point de réception HQT et l'un ou l'autre des points de livraison existants. Le montant de cette garantie d'achat est estimé à 22,7 M\$ par année. Ce montant sera révisé à la mise en service de la centrale en fonction des coûts réels assumés par le Transporteur.

Le Producteur pourra exercer sa garantie d'achat en effectuant des réservations sur OASIS selon la disponibilité et en payant le tarif de transport applicable, ce qui est conforme à la décision D-2002-95 qui prévoit notamment que tous les clients du service de transport peuvent utiliser le point de réception HQT⁷⁵.

Selon le Transporteur, la garantie d'achat est reliée à la production de la centrale Toulnostouc puisque, compte tenu des engagements de vente à long terme du Producteur, notamment le volume d'électricité patrimoniale qu'il doit fournir au Distributeur, sa capacité d'effectuer des réservations point à point sur le réseau du Transporteur au cours des prochaines années connaîtra une baisse importante. Le Producteur doit donc raccorder au réseau du Transporteur une nouvelle capacité de production pour accroître la flexibilité de ses livraisons au Québec et pour exporter d'éventuels surplus vers les marchés hors Québec.

Le Transporteur précise qu'advenant le cas hypothétique où le Producteur ne respectait pas son engagement d'achat, il pourrait alors suspendre ladite Entente tant que le Producteur n'aura pas respecté son engagement, et ce, selon les dispositions prévues à l'article 12 de cette Entente, notamment le paragraphe e).

Il ajoute que, compte tenu de la conséquence économique majeure qu'entraînerait pour le Producteur la suspension de l'Entente et de l'arrêt des livraisons d'électricité de la centrale Toulnostouc, il est à prévoir que le Producteur respectera en tout temps son engagement d'achat de services de transport point à point prévu à l'Entente⁷⁶.

⁷⁵ Pièce HQT-7, document 1, page 5.

⁷⁶ Pièce HQT-12, document 1, page 25.

8.2 OBSERVATIONS ET COMMENTAIRES DES INTERVENANTS

Le RNCREQ s'interroge de ce qu'il adviendrait de la garantie d'achat s'il s'avérait qu'il n'y a plus de capacité d'exportation vers les marchés avoisinants. D'après l'intervenant, l'affirmation que rien n'indique que les capacités d'exportation pourraient ne plus être disponibles, ne constitue pas une assurance que la garantie de paiement subsiste malgré tout. L'intervenant s'interroge sur la valeur de la sanction qui pèse sur le Producteur dans les cas où l'Entente serait suspendue⁷⁷.

De plus, selon le RNCREQ, l'acceptation de cette forme de garantie d'achat venant du Producteur créerait une situation discriminatoire par rapport à tout autre producteur privé ne possédant qu'une centrale.

S.É. accepte que l'engagement d'achat de services de point à point soit pris globalement pour l'ensemble du parc du Producteur puisqu'il ne semble pas possible de cibler un tel engagement pour la seule centrale Toulnostouc⁷⁸.

Selon UC, la garantie d'achat du Producteur n'en est pas véritablement une puisque, si celui-ci décidait de soumettre la centrale Toulnostouc au prochain appel d'offres du Distributeur, le terme de la garantie d'achat serait alors modifié. De plus, l'intervenante s'interroge à savoir si la garantie d'achat s'ajoute réellement aux engagements de réservation du Producteur ou si elle fait simplement partie des engagements déjà pris au niveau des réservations de long terme⁷⁹.

8.3 OPINION DE LA RÉGIE

Le Transporteur doit démontrer la faisabilité économique du Projet et, à ce titre, obtenir une garantie financière suffisante pour le justifier. À cette fin, le Transporteur soumet l'Entente.

Cette Entente prévoit l'obligation pour le Producteur d'acheter du service de transport point à point d'une valeur estimée de 22,7 M\$ par année durant 10 ans. Le service de transport point à point étant défini aux Tarifs et conditions comme une réservation, il entraîne nécessairement, dans l'esprit de la Régie, le paiement du tarif alors applicable à la hauteur du montant estimé de 22,7 M\$.

⁷⁷ Commentaires du RNCREQ, 11 février 2003, page 2.

⁷⁸ Pièce S.É-3, document 1, page 29.

⁷⁹ Commentaires d'UC, 11 février 2003, page 7.

Or, l'examen de la Régie révèle trois exceptions à cette garantie du versement annuel d'un montant estimé de 22,7 M\$, soit le cas où la centrale Toulnostouc est retenue par le Distributeur à la suite d'un appel d'offres, l'abandon de la centrale et le cas où l'Entente est suspendue conformément à son article 12, notamment en raison d'une cessation de paiement par le Producteur. Cette dernière situation préoccupe la Régie puisqu'elle sape l'essence même de la garantie financière requise.

Dans son évaluation du risque, la Régie estime que la possibilité évoquée par le RNCREQ, à savoir que les capacités d'exportation ne soient plus disponibles, est peu probable. Cependant, elle estime que, sur la période de dix ans à partir de la mise en service de la centrale Toulnostouc, il y a une possibilité que le Producteur n'ait pas besoin de service de transport point à point parce que, temporairement, il n'aurait pas d'énergie à exporter en raison, par exemple, d'une période de faible hydraulité ou d'un bris d'équipement. La Régie est alors extrêmement soucieuse du fait que l'engagement financier du Producteur peut être suspendu de son simple refus de paiement, donc de sa simple volonté.

Du point de vue des conséquences, en cas de suspension, l'Entente est rendue inactive pour un temps. Si elle est réactivée et que les montants restent inchangés, il en résultera un manque à gagner pour le Transporteur. En conséquence, le Transporteur et éventuellement ses clients sont à risque concernant la garantie d'achat de service de transport point à point puisque l'Entente n'est pas du type « *Take or pay* ».

La Régie donne instruction au Transporteur de s'assurer de l'obtention d'une garantie financière pour le Projet qui répond à sa préoccupation et qui correspond à l'esprit et à la lettre des Tarifs et conditions. Elle requiert du Transporteur qu'il soumette la preuve d'une telle garantie. Cette garantie devra couvrir les frais d'intégration et assurer la neutralité tarifaire. Elle devrait être présentée à la Régie au plus tard au moment de la demande d'inclusion des coûts du Projet dans la base tarifaire du Transporteur, en même temps que le calcul du montant de cette garantie du Producteur.

La Régie précise qu'à défaut de preuve d'une telle garantie financière, les revenus prévus à l'Entente et non réalisés seront quand même inclus dans les projections de revenus du Transporteur pour fin d'établissement de ses tarifs.

Enfin, concernant la préoccupation soulevée par le RNCREQ, la Régie considère que la possibilité d'un effet discriminatoire de l'Entente n'a pas été suffisamment démontrée dans le présent dossier pour la convaincre.

9. IMPACT SUR LA FIABILITÉ

9.1 PREUVE DU TRANSPORTEUR

Le Transporteur mentionne que des modifications apportées dans le cadre du Projet à l'automatisme de rejet de production et de télédélestage de charge (RPTC) permet de limiter la fréquence et l'étendue des pannes.

En effet, lorsque des perturbations majeures sur le réseau se traduisent par le déclenchement de nombreux équipements, le Transporteur a recours à l'automatisme de RPTC. Au poste de Micoua, le rejet de production est réalisé par le déclenchement d'une ou de plusieurs lignes à 315 kV reliant ce poste aux centrales Manic-5, Manic-5-PA et Manic-3 qui intègrent de la production radiale. La quantité de puissance à rejeter est fonction des conditions de réseau et le nombre nécessaire de lignes à 315 kV à déclencher varie selon la sévérité de l'événement. L'ajout de la centrale Tounustouc assure une plus grande flexibilité ainsi qu'une plus grande finesse dans la quantité de puissance à rejeter lors de ces événements majeurs en permettant de sélectionner seulement la combinaison optimale de lignes à 315 kV à déclencher.

Également dans un contexte d'amélioration de la fiabilité, le remplacement des relais de protection prévus au Projet assure une ouverture de la ligne en défaut en des temps d'élimination acceptables afin de minimiser l'impact sur le réseau de transport.

Enfin, le condensateur shunt du poste Jacques-Cartier s'ajoute au parc de condensateurs de la région de Québec pour contribuer au support de la tension sur le réseau. Cet ajout apporte une flexibilité supplémentaire à la gestion de la puissance réactive sur le réseau et optimise le fonctionnement des automates de manœuvres des inductances shunt (MAIS) en permettant de maintenir plus d'inductances en charge⁸⁰.

9.2 OBSERVATIONS ET COMMENTAIRES DES INTERVENANTS

En ce qui concerne l'impact sur la fiabilité du réseau de transport et sur la qualité de prestation du service de transport, UC s'estime satisfaite des principes évoqués par le Transporteur qui semblent conformes aux règles de l'art dans le domaine⁸¹.

⁸⁰ Pièce HQT-9, document 1, pages 4 et 5.

⁸¹ Commentaires d'UC, 11 février 2003, page 7.

9.3 OPINION DE LA RÉGIE

La Régie est satisfaite de la preuve présentée par le Transporteur concernant l'impact du Projet sur la fiabilité du réseau.

10. CONCLUSION

La Régie accorde au Transporteur l'autorisation requise en vertu de l'article 73 de la Loi afin de réaliser le Projet sur la base de la preuve soumise à l'appui de la présente demande et, notamment, en tenant compte du fait que l'impact pourrait être à la baisse sur les tarifs ou, à la limite, neutre.

Elle demande au Transporteur de présenter dans son rapport annuel selon l'article 75 de la Loi, un tableau d'avancement des coûts réels selon la présentation et le niveau de détail précisé à la section 4, avec les explications des écarts majeurs, ainsi qu'un suivi de l'échéancier du Projet.

Lors du rapport annuel suivant la mise en service du Projet, le Transporteur déposera les coûts réels complets, le calcul de la contribution annuelle du Producteur garantissant la neutralité tarifaire, ainsi que le détail des coûts de HQE, y compris du taux de majoration sur salaire.

La Régie requiert du Transporteur qu'il soumette la preuve d'une garantie financière couvrant les frais d'intégration du Projet et en assurant la neutralité tarifaire. Elle devrait être présentée à la Régie au plus tard au moment de la demande d'inclusion des coûts du Projet dans la base tarifaire du Transporteur, en même temps que le calcul du montant de cette garantie du Producteur.

La Régie ne se prononce pas sur le coût complet pour HQE qui équivaut à un taux de majoration sur salaire de 2,25. Le Transporteur devra justifier le calcul de ce coût lors de l'inclusion des coûts du Projet à son coût de service.

La Régie reconnaît utile à ses délibérations la participation des intervenants RNCREQ, S.É. et UC, de façon générale. Elle réserve cependant sa décision sur l'établissement du degré d'utilité de chaque intervention et du montant des frais.

Elle permet auxdits intervenants de soumettre leur demande de paiement de frais détaillée relatifs au présent dossier dans les 30 jours de la présente.

VU ce qui précède;

CONSIDÉRANT la *Loi sur la Régie de l'énergie*⁸² et le *Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie*⁸³;

La Régie de l'énergie :

ACCORDE l'autorisation requise en vertu de l'article 73 de la Loi afin de réaliser le projet de raccordement de la centrale Toulnostouc, le Transporteur ne pouvant apporter, sans autorisation préalable de la Régie, aucune modification au Projet qui aurait pour effet d'en modifier de façon appréciable tant l'échéancier que le tracé, les coûts ou la rentabilité;

DEMANDE au Transporteur de déposer à la Régie, en suivi administratif de la présente décision, une copie des autorisations qu'il doit obtenir pour le Projet en vertu d'autres lois;

DEMANDE au Transporteur de présenter dans son rapport annuel selon l'article 75 de la Loi, un tableau d'avancement des coûts réels selon la présentation et le niveau de détail précisés à la section 4, avec les explications des écarts majeurs, ainsi qu'un suivi de l'échéancier du Projet;

DEMANDE au Transporteur de déposer lors du rapport annuel suivant la mise en service du Projet, les coûts réels complets, le calcul de la contribution annuelle du Producteur garantissant la neutralité tarifaire, ainsi que le détail des coûts de HQE et du taux de majoration sur salaire;

DEMANDE au Transporteur de justifier le coût complet pour HQE lors de l'inclusion des coûts du Projet à sa base tarifaire;

ORDONNE au Transporteur de soumettre la preuve d'une garantie financière couvrant les frais d'intégration du Projet et en assurant la neutralité tarifaire au plus tard au moment de la demande d'inclusion des coûts du Projet dans la base tarifaire du Transporteur, en même temps que le calcul du montant de cette garantie;

⁸² L.R.Q., c. R-6.01.

⁸³ (1998) 130 G.O. II, 1245.

RECONNAÎT, de façon générale, utile à ses délibérations la participation des intervenants RNCREQ, S.É. et UC et réserve sa décision sur l'établissement du degré d'utilité de chaque intervention et du montant des frais;

PERMET auxdits intervenants de soumettre leur demande de paiement de frais détaillée relatifs au présent dossier, dans les 30 jours de la présente.

Anita Côté-Verhaaf
Régisseure

Benoît Pepin
Régisseur

Francine Roy
Régisseure

LISTE DES REPRÉSENTANTS :

- Association de l'industrie électrique du Québec (AIEQ) représentée par M. Jacques Marquis;
- Hydro-Québec représentée par M^e F. Jean Morel;
- Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par M^e Pierre Tourigny;
- Stratégies énergétiques (S.É.) représentée par M^e Dominique Neuman;
- Union des consommateurs (UC) représentée par M^e Claude Tardif;
- M^e Richard Lassonde pour la Régie de l'énergie.

- 8 -

Rio Tinto Alcan Inc. and British Columbia
Hydro and Power Authority *Appellants*

v.

Carrier Sekani Tribal Council *Respondent*

and

Attorney General of Canada, Attorney
General of Ontario, Attorney General
of British Columbia, Attorney General
of Alberta, British Columbia Utilities
Commission, Mikisew Cree First Nation,
Moosomin First Nation, Nunavut Tunngavik
Inc., Nlaka'pamux Nation Tribal Council,
Okanagan Nation Alliance, Upper Nicola
Indian Band, Lakes Division of the
Secwepemc Nation, Assembly of First Nations,
Standing Buffalo Dakota First Nation, First
Nations Summit, Duncan's First Nation,
Horse Lake First Nation, Independent Power
Producers Association of British Columbia,
Enbridge Pipelines Inc. and TransCanada
Keystone Pipeline GP Ltd. *Intervenors*

INDEXED AS: RIO TINTO ALCAN INC. v. CARRIER
SEKANI TRIBAL COUNCIL

2010 SCC 43

File No.: 33132.

2010: May 21; 2010: October 28.

Present: McLachlin C.J. and Binnie, LeBel, Deschamps,
Fish, Abella, Charron, Rothstein and Cromwell JJ.

ON APPEAL FROM THE COURT OF APPEAL FOR
BRITISH COLUMBIA

*Constitutional law — Honour of the Crown — Ab-
original peoples — Aboriginal rights — Right to consul-
tation — British Columbia authorized project altering
timing and flow of water in area claimed by First Nations*

Rio Tinto Alcan Inc. et British Columbia
Hydro and Power Authority *Appelantes*

c.

Conseil tribal Carrier Sekani *Intimé*

et

Procureur général du Canada, procureur
général de l'Ontario, procureur général
de la Colombie-Britannique, procureur
général de l'Alberta, British Columbia
Utilities Commission, Première nation crie
Mikisew, Première nation de Moosomin,
Nunavut Tunngavik Inc., Conseil tribal de
la nation Nlaka'pamux, Alliance des nations
de l'Okanagan, Bande indienne d'Upper
Nicola, Division des Grands lacs de la nation
Secwepemc, Assemblée des Premières
Nations, Première nation Standing Buffalo
Dakota, Sommet des Premières nations,
Première nation Duncan's, Première nation
de Horse Lake, Independent Power Producers
Association of British Columbia, Enbridge
Pipelines Inc. et TransCanada Keystone
Pipeline GP Ltd. *Intervenants*

RÉPERTORIÉ : RIO TINTO ALCAN INC. c. CONSEIL
TRIBAL CARRIER SEKANI

2010 CSC 43

N° du greffe : 33132.

2010 : 21 mai; 2010 : 28 octobre.

Présents : La juge en chef McLachlin et les juges Binnie,
LeBel, Deschamps, Fish, Abella, Charron, Rothstein et
Cromwell.

EN APPEL DE LA COUR D'APPEL DE LA
COLOMBIE-BRITANNIQUE

*Droit constitutionnel — Honneur de la Couronne —
Peuples autochtones — Droits ancestraux — Droit à la
consultation — La Colombie-Britannique a autorisé la
construction d'un ouvrage modifiant le débit d'un cours*

without consulting affected First Nations — Thereafter, provincial hydro and power authority sought British Columbia Utilities Commission's approval of agreement to purchase power generated by project from private producer — Duty to consult arises when Crown knows of potential Aboriginal claim or right and contemplates conduct that may adversely affect it — Whether Commission reasonably declined to consider adequacy of consultation in context of assessing whether agreement is in public interest — Whether duty to consult arose — What constitutes "adverse effect" — Constitution Act, 1982, s. 35 — Utilities Commission Act, R.S.B.C. 1996, c. 473, s. 71.

Administrative law — Boards and tribunals — Jurisdiction — British Columbia authorized project altering timing and flow of water in area claimed by First Nations without consulting affected First Nations — Thereafter, provincial hydro and power authority sought British Columbia Utilities Commission's approval of agreement to purchase power generated by project from private producer — Commission empowered to decide questions of law and to determine whether agreement is in public interest — Whether Commission had jurisdiction to discharge Crown's constitutional obligation to consult — Whether Commission had jurisdiction to consider adequacy of consultation — If so, whether it was required to consider adequacy of consultation in determining whether agreement is in public interest — Constitution Act, 1982, s. 35 — Utilities Commission Act, R.S.B.C. 1996, c. 473, s. 71.

In the 1950s, the government of British Columbia authorized the building of a dam and reservoir which altered the amount and timing of water flows in the Nechako River. The First Nations claim the Nechako Valley as their ancestral homeland, and the right to fish in the Nechako River, but, pursuant to the practice at the time, they were not consulted about the dam project.

Since 1961, excess power generated by the dam has been sold by Alcan to BC Hydro under Energy Purchase Agreements ("EPAs") which commit Alcan to supplying and BC Hydro to purchasing excess electricity. The government of British Columbia sought the

d'eau dans un territoire revendiqué par des Autochtones sans consulter au préalable les Premières nations touchées — La société d'État provinciale d'hydroélectricité a ensuite demandé à la British Columbia Utilities Commission d'approuver un contrat d'achat intervenu avec un producteur d'électricité privé — L'obligation de consulter naît lorsque la Couronne a connaissance de l'existence éventuelle d'une revendication autochtone ou d'un droit ancestral et qu'elle envisage une mesure susceptible d'avoir un effet défavorable sur cette revendication ou ce droit — La Commission a-t-elle agi raisonnablement en refusant de se pencher sur le caractère adéquat de la consultation alors qu'elle était appelée à déterminer si le contrat servait l'intérêt public? — L'obligation de consulter a-t-elle pris naissance? — Que faut-il entendre par « effet défavorable »? — Loi constitutionnelle de 1982, art. 35 — Utilities Commission Act, R.S.B.C. 1996, ch. 473, art. 71.

Droit administratif — Organismes et tribunaux administratifs — Compétence — La Colombie-Britannique a autorisé la construction d'un ouvrage modifiant le débit d'un cours d'eau dans un territoire revendiqué par des Autochtones sans consulter au préalable les Premières nations touchées — La société d'État provinciale d'hydroélectricité a ensuite demandé à la British Columbia Utilities Commission d'approuver un contrat d'achat intervenu avec un producteur d'électricité privé — La Commission avait le pouvoir de trancher des questions de droit et de décider si un contrat était dans l'intérêt public — Avait-elle compétence pour s'acquitter de l'obligation de la Couronne de consulter? — Avait-elle le pouvoir de se pencher sur le caractère adéquat de la consultation? — Dans l'affirmative, lui incombait-il de se pencher sur le caractère adéquat de la consultation pour décider si le contrat servait l'intérêt public? — Loi constitutionnelle de 1982, art. 35 — Utilities Commission Act, R.S.B.C. 1996, ch. 473, art. 71.

Dans les années 1950, le gouvernement de la Colombie-Britannique a autorisé la construction d'un barrage et d'un réservoir qui ont modifié les débits d'eau dans la rivière Nechako. Les Premières nations prétendent que la vallée de la Nechako fait partie de leurs terres ancestrales et elles revendiquent le droit de pêcher dans la rivière Nechako, mais comme ce n'était pas l'usage à l'époque, elles n'ont pas été consultées relativement au barrage projeté.

Depuis 1961, Alcan vend les surplus d'électricité du barrage à BC Hydro au moyen de contrats d'achat d'électricité (« CAÉ ») dans lesquels elle s'engage à vendre l'électricité excédentaire, et BC Hydro à l'acheter. Le gouvernement de la Colombie-Britannique a demandé

Commission's approval of the 2007 EPA. The First Nations asserted that the 2007 EPA should be subject to consultation under s. 35 of the *Constitution Act, 1982*.

The Commission accepted that it had the power to consider the adequacy of consultation with Aboriginal groups, but found that the consultation issue could not arise because the 2007 EPA would not adversely affect any Aboriginal interest. The British Columbia Court of Appeal reversed the Commission's orders and remitted the case to the Commission for evidence and argument on whether a duty to consult the First Nations exists and, if so, whether it had been met. Alcan and BC Hydro appealed.

Held: The appeal should be allowed and the decision of the British Columbia Utilities Commission approving the 2007 EPA should be confirmed.

The Commission did not act unreasonably in approving the 2007 EPA. Governments have a duty to consult with Aboriginal groups when making decisions which may adversely impact lands and resources to which Aboriginal peoples lay claim. The duty to consult is grounded in the honour of the Crown and is a corollary of the Crown's obligation to achieve the just settlement of Aboriginal claims through the treaty process. While the treaty claims process is ongoing, there is an implied duty to consult with Aboriginal claimants on matters that may adversely affect their treaty and Aboriginal rights, and to accommodate those interests in the spirit of reconciliation. The duty has both a legal and a constitutional character, and is prospective, fastening on rights yet to be proven. The nature of the duty and the remedy for its breach vary with the situation.

The duty to consult arises when the Crown has knowledge, real or constructive, of the potential existence of the Aboriginal right or title and contemplates conduct that might adversely affect it. This test can be broken down into three elements. First, the Crown must have real or constructive knowledge of a potential Aboriginal claim or right. While the existence of a potential claim is essential, proof that the claim will succeed is not. Second, there must be Crown conduct or a Crown decision. In accordance with the generous, purposive approach that must be brought to the duty to consult, the required decision or conduct is not confined to government exercise of statutory powers or to decisions or conduct which have an immediate impact

à la Commission d'approuver le CAÉ de 2007. Les Premières nations ont fait valoir que ce dernier devait faire l'objet d'une consultation suivant l'art. 35 de la *Loi constitutionnelle de 1982*.

La Commission a reconnu avoir le pouvoir d'examiner le caractère adéquat de la consultation des groupes autochtones, mais elle a conclu que la question de la consultation ne pouvait se poser étant donné que le CAÉ de 2007 n'allait pas avoir d'effet préjudiciable sur quel-que intérêt autochtone. La Cour d'appel de la Colombie-Britannique a annulé ses ordonnances et lui a renvoyé l'affaire pour qu'elle entende preuve et arguments sur la question de savoir s'il existait ou non une obligation de consulter les Premières nations et, dans l'affirmative, si elle avait été respectée. Alcan et BC Hydro ont interjeté appel.

Arrêt : Le pourvoi est accueilli, et la décision de la British Columbia Utilities Commission approuvant le CAÉ de 2007 est confirmée.

La Commission n'a pas agi de manière déraisonnable en approuvant le CAÉ de 2007. Un gouvernement a l'obligation de consulter les peuples autochtones avant de prendre des décisions susceptibles d'avoir un effet préjudiciable sur les terres et les ressources revendiquées par eux. L'obligation de consulter s'origine de l'honneur de la Couronne et c'est un corollaire de celle d'arriver à un règlement équitable des revendications autochtones au terme du processus de négociation de traités. Lorsque ce processus est en cours, la Couronne a l'obligation tacite de consulter les demandeurs autochtones sur ce qui est susceptible d'avoir un effet préjudiciable sur leurs droits issus de traités et leurs droits ancestraux, et de trouver des mesures d'accommodement dans un esprit de conciliation. L'obligation revêt un caractère à la fois juridique et constitutionnel. Elle est de nature prospective et prend appui sur des droits dont l'existence reste à prouver. La nature de l'obligation et le recours pour manquement à celle-ci varient en fonction de la situation.

L'obligation de consulter prend naissance lorsque la Couronne a connaissance, concrètement ou par imputation, de l'existence potentielle du droit ou titre ancestral revendiqué et qu'elle envisage une mesure susceptible d'avoir un effet préjudiciable sur celui-ci. Cette condition comporte trois éléments. Premièrement, la Couronne doit avoir connaissance, concrètement ou par imputation, de l'existence possible d'une revendication autochtone ou d'un droit ancestral. L'existence possible d'une revendication est essentielle, mais il n'est pas nécessaire de prouver que la revendication connaîtra une issue favorable. Deuxièmement, il doit y avoir une mesure ou une décision de la Couronne. Conformément à l'approche généreuse et téléologique que commande l'obligation de

on lands and resources. The duty to consult extends to "strategic, higher level decisions" that may have an impact on Aboriginal claims and rights. Third, there must be a possibility that the Crown conduct may affect the Aboriginal claim or right. The claimant must show a causal relationship between the proposed government conduct or decision and a potential for adverse impacts on pending Aboriginal claims or rights. Past wrongs, speculative impacts, and adverse effects on a First Nation's future negotiating position will not suffice. Moreover, the duty to consult is confined to the adverse impacts flowing from the current government conduct or decision, not to larger adverse impacts of the project of which it is a part. Where the resource has long since been altered and the present government conduct or decision does not have any further impact on the resource, the issue is not consultation, but negotiation about compensation.

Tribunals are confined to the powers conferred on them by their constituent legislation, and the role of particular tribunals in relation to consultation depends on the duties and powers the legislature has conferred on them. The legislature may choose to delegate the duty to consult to a tribunal, and it may empower the tribunal to determine whether adequate consultation has taken place.

The power to engage in consultation itself, as distinct from the jurisdiction to determine whether a duty to consult exists, cannot be inferred from the mere power to consider questions of law. Consultation itself is not a question of law; it is a distinct, often complex, constitutional process and, in certain circumstances, a right involving facts, law, policy, and compromise. The tribunal seeking to engage in consultation must be expressly or impliedly empowered to do so and its enabling statute must give it the necessary remedial powers.

The duty to consult is a constitutional duty invoking the honour of the Crown. It must be met. If the tribunal structure set up by the legislature is incapable of dealing with a decision's potential adverse impacts on Aboriginal interests, then the Aboriginal peoples affected must seek appropriate remedies in the courts. These remedies have proven time-consuming and expensive, are often ineffective, and serve the interest of no one.

consulter, cette mesure ou cette décision ne s'entend pas uniquement de l'exercice d'un pouvoir conféré par la loi ni seulement d'une décision ou d'un acte qui a un effet immédiat sur des terres et des ressources. L'obligation de consulter naît aussi d'une « décision stratégique prise en haut lieu » qui est susceptible d'avoir un effet sur des revendications autochtones et des droits ancestraux. Troisièmement, il doit être possible que la mesure de la Couronne ait un effet sur une revendication autochtone ou un droit ancestral. Le demandeur doit établir un lien de causalité entre la mesure ou la décision envisagée par le gouvernement et un effet préjudiciable éventuel sur une revendication autochtone ou un droit ancestral. Un acte fautif antérieur, une simple répercussion hypothétique et un effet préjudiciable sur la position de négociation ultérieure d'une Première nation ne suffisent pas. Aussi, l'obligation de consulter ne vise que les effets préjudiciables de la mesure ou de la décision actuelle du gouvernement, à l'exclusion des effets préjudiciables globaux du projet dont elle fait partie. Lorsque la ressource est transformée depuis longtemps et que la mesure ou la décision actuelle du gouvernement n'a plus aucune incidence sur elle, il n'y a pas lieu de consulter, mais de négocier une indemnisation.

Un tribunal administratif doit s'en tenir à l'exercice des pouvoirs que lui confère sa loi habilitante, et son rôle en ce qui a trait à la consultation tient à ses obligations et à ses attributions légales. Le législateur peut décider de déléguer à un tribunal administratif l'obligation de la Couronne de consulter, et il peut lui conférer le pouvoir de décider si une consultation adéquate a eu lieu.

Le pouvoir de consulter, qui est distinct du pouvoir de déterminer s'il existe une obligation de consulter, ne peut être inféré du simple pouvoir d'examiner des questions de droit. La consultation comme telle n'est pas une question de droit. Il s'agit d'un processus constitutionnel distinct, souvent complexe, et dans certaines circonstances, d'un droit mettant en jeu faits, droit, politique et compromis. Le tribunal administratif désireux d'entreprendre une consultation doit y être expressément ou tacitement autorisé, et sa loi habilitante doit lui conférer la pouvoir de réparation nécessaire.

L'obligation de consulter est une obligation constitutionnelle qui fait intervenir l'honneur de la Couronne. Elle doit être respectée. Si le régime administratif mis en place par le législateur ne peut remédier aux éventuels effets préjudiciables d'une décision sur des intérêts autochtones, les Premières nations touchées doivent alors s'adresser à une cour de justice pour obtenir la réparation voulue. L'expérience enseigne que la voie judiciaire est longue, coûteuse et souvent vaine et qu'elle ne sert l'intérêt de personne.

In this case, the Commission had the power to consider whether adequate consultation had taken place. The *Utilities Commission Act* empowered it to decide questions of law in the course of determining whether an EPA is in the public interest, which implied a power to decide constitutional issues properly before it. At the time, it also required the Commission to consider “any other factor that the commission considers relevant to the public interest”, including the adequacy of consultation. This conclusion is not altered by the *Administrative Tribunals Act*, which provides that a tribunal does not have jurisdiction over any “constitutional question”, since the application for reconsideration does not fall within the narrow statutory definition of that term.

The Legislature did not delegate the Crown’s duty to consult to the Commission. The Commission’s power to consider questions of law and matters relevant to the public interest does not empower it to engage in consultation because consultation is a distinct constitutional process, not a question of law.

The Commission correctly accepted that it had the power to consider the adequacy of consultation with Aboriginal groups, and reasonably concluded that the consultation issue could not arise because the 2007 EPA would not adversely affect any Aboriginal interest. In this case, the Crown had knowledge of a potential Aboriginal claim or right and BC Hydro’s proposal to enter into an agreement to purchase electricity from Alcan is clearly proposed Crown conduct. However, the 2007 EPA would have neither physical impacts on the Nechako River or the fishery nor organizational, policy or managerial impacts that might adversely affect the claims or rights of the First Nations. The failure to consult on the initial project was an underlying infringement, and was not sufficient to trigger a duty to consult. Charged with the duty to act in accordance with the honour of Crown, BC Hydro’s representatives will nevertheless be required to take into account and consult as necessary with affected Aboriginal groups insofar as any decisions taken in the future have the potential to adversely affect them.

Cases Cited

Followed: *Haida Nation v. British Columbia (Minister of Forests)*, 2004 SCC 73, [2004] 3 S.C.R. 511; **referred to:** *R. v. Kapp*, 2008 SCC 41, [2008] 2 S.C.R. 483; *Taku River Tlingit First Nation v. British Columbia (Project Assessment Director)*, 2004 SCC

En l’espèce, la Commission avait le pouvoir de déterminer si une consultation adéquate avait eu lieu. La *Utilities Commission Act* l’investissait du pouvoir de trancher des questions de droit aux fins de déterminer si un CAÉ servait l’intérêt public, ce qui emportait celui de trancher une question constitutionnelle dont elle était régulièrement saisie. Au moment considéré, elle exigeait également de la Commission qu’elle tienne compte de « tout autre élément jugé pertinent eu égard à l’intérêt public », dont le caractère adéquat de la consultation. L’*Administrative Tribunals Act* ne modifie pas cette conclusion même si elle prévoit qu’un tribunal administratif n’a pas compétence à l’égard d’une « question constitutionnelle », car la demande de révision échappe à la définition restrictive de ce terme.

Le législateur n’a pas délégué à la Commission l’obligation de la Couronne de consulter. Le pouvoir de la Commission d’examiner les questions de droit et tout élément pertinent pour ce qui concerne l’intérêt public ne l’autorise pas à entreprendre la consultation, car celle-ci est un processus constitutionnel distinct, et non une question de droit.

La Commission a reconnu à juste titre avoir le pouvoir d’examiner le caractère adéquat de la consultation des groupes autochtones et elle a raisonnablement conclu que la question de la consultation ne pouvait se poser étant donné que le CAÉ de 2007 n’allait pas avoir d’effet préjudiciable sur quelque intérêt autochtone. Dans la présente affaire, la Couronne avait connaissance de l’existence possible d’une revendication autochtone ou d’un droit ancestral, et le projet de BC Hydro de conclure avec Alcan un contrat d’achat d’électricité constituait clairement une mesure projetée par la Couronne. Cependant, le CAÉ de 2007 n’allait pas avoir d’impact physique sur la rivière Nechako ou sur le poisson, ni entraîner de changements organisationnels, politiques ou de gestion susceptibles d’avoir un effet préjudiciable sur les revendications ou les droits des Premières nations. L’omission de consulter relativement au projet initial constituait une atteinte sous-jacente et ne suffisait pas pour faire naître l’obligation de consulter. Vu leur obligation d’agir conformément à l’honneur de la Couronne, les représentants de BC Hydro devront néanmoins tenir compte des groupes autochtones touchés et les consulter au besoin lorsqu’une décision ultérieure sera susceptible d’avoir un effet préjudiciable sur eux.

Jurisprudence

Arrêt suivi : *Nation Haïda c. Colombie-Britannique (Ministre des Forêts)*, 2004 CSC 73, [2004] 3 R.C.S. 511; **arrêts mentionnés :** *R. c. Kapp*, 2008 CSC 41, [2008] 2 R.C.S. 483; *Première nation Tlingit de Taku River c. Colombie-Britannique (Directeur d’évaluation*

74, [2004] 3 S.C.R. 550; *Mikisew Cree First Nation v. Canada (Minister of Canadian Heritage)*, 2005 SCC 69, [2005] 3 S.C.R. 388; *Huu-Ay-Aht First Nation v. British Columbia (Minister of Forests)*, 2005 BCSC 697, [2005] 3 C.N.L.R. 74; *Wii'litswx v. British Columbia (Minister of Forests)*, 2008 BCSC 1139, [2008] 4 C.N.L.R. 315; *Klahoose First Nation v. Sunshine Coast Forest District (District Manager)*, 2008 BCSC 1642, [2009] 1 C.N.L.R. 110; *Dene Tha' First Nation v. Canada (Minister of Environment)*, 2006 FC 1354, [2007] 1 C.N.L.R. 1, aff'd 2008 FCA 20, 35 C.E.L.R. (3d) 1; *An Inquiry into British Columbia's Electricity Transmission Infrastructure & Capacity Needs for the Next 30 Years, Re*, 2009 CarswellBC 3637; *R. v. Lefthand*, 2007 ABCA 206, 77 Alta. L.R. (4th) 203; *R. v. Douglas*, 2007 BCCA 265, 278 D.L.R. (4th) 653; *R. v. Conway*, 2010 SCC 22, [2010] 1 S.C.R. 765; *Canada (Citizenship and Immigration) v. Khosa*, 2009 SCC 12, [2009] 1 S.C.R. 339; *Paul v. British Columbia (Forest Appeals Commission)*, 2003 SCC 55, [2003] 2 S.C.R. 585; *Dunsmuir v. New Brunswick*, 2008 SCC 9, [2008] 1 S.C.R. 190.

Statutes and Regulations Cited

Administrative Tribunals Act, S.B.C. 2004, c. 45, ss. 1, 44(1), 58.
Constitution Act, 1867, s. 91(12).
Constitution Act, 1982, ss. 24, 35, 52.
Constitutional Question Act, R.S.B.C. 1996, c. 68, s. 8.
Utilities Commission Act, R.S.B.C. 1996, c. 473, ss. 2(4), 71, 79, 101(1), 105.

Authors Cited

Newman, Dwight G. *The Duty to Consult: New Relationships with Aboriginal Peoples*. Saskatoon: Purich Publishing, 2009.
 Slattery, Brian. "Aboriginal Rights and the Honour of the Crown" (2005), 29 *S.C.L.R.* (2d) 433.
 Woodward, Jack. *Native Law*, vol. 1. Toronto: Carswell, 1994 (loose-leaf updated 2010, release 4).

APPEAL from a judgment of the British Columbia Court of Appeal (Donald, Huddart and Bauman J.J.A.), 2009 BCCA 67, 89 B.C.L.R. (4th) 298, 266 B.C.A.C. 228, 449 W.A.C. 228, [2009] 2 C.N.L.R. 58, [2009] 4 W.W.R. 381, 76 R.P.R. (4th) 159, [2009] B.C.J. No. 259 (QL), 2009 CarswellBC 340, allowing an appeal from a decision of the British Columbia Utilities Commission, 2008 CarswellBC 1232, and remitting the consultation issue to the Commission. Appeal allowed; decision

de projet), 2004 CSC 74, [2004] 3 R.C.S. 550; *Première nation crie Mikisew c. Canada (Ministre du Patrimoine canadien)*, 2005 CSC 69, [2005] 3 R.C.S. 388; *Huu-Ay-Aht First Nation c. British Columbia (Minister of Forests)*, 2005 BCSC 697, [2005] 3 C.N.L.R. 74; *Wii'litswx c. British Columbia (Minister of Forests)*, 2008 BCSC 1139, [2008] 4 C.N.L.R. 315; *Klahoose First Nation c. Sunshine Coast Forest District (District Manager)*, 2008 BCSC 1642, [2009] 1 C.N.L.R. 110; *Première nation Dene Tha' c. Canada (Ministre de l'Environnement)*, 2006 CF 1354 (CanLII), conf. par 2008 CAF 20 (CanLII); *An Inquiry into British Columbia's Electricity Transmission Infrastructure & Capacity Needs for the Next 30 Years, Re*, 2009 CarswellBC 3637; *R. c. Lefthand*, 2007 ABCA 206, 77 Alta. L.R. (4th) 203; *R. c. Douglas*, 2007 BCCA 265, 278 D.L.R. (4th) 653; *R. c. Conway*, 2010 CSC 22, [2010] 1 R.C.S. 765; *Canada (Citoyenneté et Immigration) c. Khosa*, 2009 CSC 12, [2009] 1 R.C.S. 339; *Paul c. Colombie-Britannique (Forest Appeals Commission)*, 2003 CSC 55, [2003] 2 R.C.S. 585; *Dunsmuir c. Nouveau-Brunswick*, 2008 CSC 9, [2008] 1 R.C.S. 190.

Lois et règlements cités

Administrative Tribunals Act, S.B.C. 2004, ch. 45, art. 1, 44(1), 58.
Constitutional Question Act, R.S.B.C. 1996, ch. 68, art. 8.
Loi constitutionnelle de 1867, art. 91(12).
Loi constitutionnelle de 1982, art. 24, 35, 52.
Utilities Commission Act, R.S.B.C. 1996, ch. 473, art. 2(4), 71, 79, 101(1), 105.

Doctrine citée

Newman, Dwight G. *The Duty to Consult: New Relationships with Aboriginal Peoples*. Saskatoon: Purich Publishing, 2009.
 Slattery, Brian. « Aboriginal Rights and the Honour of the Crown » (2005), 29 *S.C.L.R.* (2d) 433.
 Woodward, Jack. *Native Law*, vol. 1. Toronto: Carswell, 1994 (loose-leaf updated 2010, release 4).

POURVOI contre un arrêt de la Cour d'appel de la Colombie-Britannique (les juges Donald, Huddart et Bauman), 2009 BCCA 67, 89 B.C.L.R. (4th) 298, 266 B.C.A.C. 228, 449 W.A.C. 228, [2009] 2 C.N.L.R. 58, [2009] 4 W.W.R. 381, 76 R.P.R. (4th) 159, [2009] B.C.J. No. 259 (QL), 2009 CarswellBC 340, accueillant l'appel d'une décision de la British Columbia Utilities Commission, 2008 CarswellBC 1232, et renvoyant à la Commission la question de la consultation. Pourvoi accueilli; décision de la

of the British Columbia Utilities Commission approving 2007 EPA confirmed.

Daniel A. Webster, Q.C., David W. Bursey and Ryan D. W. Dalziel, for the appellant Rio Tinto Alcan Inc.

Chris W. Sanderson, Q.C., Keith B. Bergner and Laura Bevan, for the appellant the British Columbia Hydro and Power Authority.

Gregory J. McDade, Q.C., and Maegen M. Giltrow, for the respondent.

Mitchell R. Taylor, Q.C., for the intervener the Attorney General of Canada.

Malliha Wilson and Tamara D. Barclay, for the intervener the Attorney General of Ontario.

Paul E. Yearwood, for the intervener the Attorney General of British Columbia.

Stephanie C. Latimer, for the intervener the Attorney General of Alberta.

Written submissions only by *Gordon A. Fulton, Q.C.*, for the intervener the British Columbia Utilities Commission.

Written submissions only by *Robert C. Freedman and Rosanne M. Kyle*, for the intervener the Mikisew Cree First Nation.

Written submissions only by *Jeffrey R. W. Rath and Nathalie Whyte*, for the intervener the Moosomin First Nation.

Richard Spaulding, for the intervener Nunavut Tunngavik Inc.

Written submissions only by *Timothy Howard and Bruce Stadfeld*, for the interveners the Nlaka'pamux Nation Tribal Council, the Okanagan Nation Alliance and the Upper Nicola Indian Band.

Robert J. M. Janes, for the intervener the Lakes Division of the Secwepemc Nation.

British Columbia Utilities Commission approuvant le CAÉ de 2007 confirmée.

Daniel A. Webster, c.r., David W. Bursey et Ryan D. W. Dalziel, pour l'appelante Rio Tinto Alcan Inc.

Chris W. Sanderson, c.r., Keith B. Bergner et Laura Bevan, pour l'appelante British Columbia Hydro and Power Authority.

Gregory J. McDade, c.r., et Maegen M. Giltrow, pour l'intimé.

Mitchell R. Taylor, c.r., pour l'intervenant le procureur général du Canada.

Malliha Wilson et Tamara D. Barclay, pour l'intervenant le procureur général de l'Ontario.

Paul E. Yearwood, pour l'intervenant le procureur général de la Colombie-Britannique.

Stephanie C. Latimer, pour l'intervenant le procureur général de l'Alberta.

Argumentation écrite seulement par *Gordon A. Fulton, c.r.*, pour l'intervenante British Columbia Utilities Commission.

Argumentation écrite seulement par *Robert C. Freedman et Rosanne M. Kyle*, pour l'intervenante la Première nation crie Mikisew.

Argumentation écrite seulement par *Jeffrey R. W. Rath et Nathalie Whyte*, pour l'intervenante la Première nation de Moosomin.

Richard Spaulding, pour l'intervenante Nunavut Tunngavik Inc.

Argumentation écrite seulement par *Timothy Howard et Bruce Stadfeld*, pour les intervenants le Conseil tribal de la nation Nlaka'pamux, l'Alliance des nations de l'Okanagan et la Bande indienne d'Upper Nicola.

Robert J. M. Janes, pour l'intervenante la Division des Grands lacs de la nation Secwepemc.

Peter W. Hutchins and David Kalmakoff, for the interveners the Assembly of First Nations.

Written submissions only by *Mervin C. Phillips*, for the interveners the Standing Buffalo Dakota First Nation.

Arthur C. Pape and Richard B. Salter, for the interveners the First Nations Summit.

Jay Nelson, for the interveners the Duncan's First Nation and the Horse Lake First Nation.

Roy W. Millen, for the interveners the Independent Power Producers Association of British Columbia.

Written submissions only by *Harry C. G. Underwood*, for the interveners Enbridge Pipelines Inc.

Written submissions only by *C. Kemm Yates, Q.C.*, for the interveners the TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd.

The judgment of the Court was delivered by

[1] THE CHIEF JUSTICE — In the 1950s, the government of British Columbia authorized the building of the Kenney Dam in Northwest British Columbia for the production of hydro power for the smelting of aluminum. The dam and reservoir altered the water flows to the Nechako River, which the Carrier Sekani Tribal Council ("CSTC") First Nations have since time immemorial used for fishing and sustenance. This was done without consulting with the CSTC First Nations. Now, the government of British Columbia seeks approval of a contract for the sale of excess power from the dam to British Columbia Hydro and Power Authority ("BC Hydro"), a Crown corporation. The question is whether the British Columbia Utilities Commission (the "Commission") is required to consider the issue of consultation with the CSTC First Nations in determining whether the sale is in the public interest.

Peter W. Hutchins et David Kalmakoff, pour l'intervenante l'Assemblée des Premières Nations.

Argumentation écrite seulement par *Mervin C. Phillips*, pour l'intervenante la Première nation Standing Buffalo Dakota.

Arthur C. Pape et Richard B. Salter, pour l'intervenant le Sommet des Premières nations.

Jay Nelson, pour les intervenantes la Première nation Duncan's et la Première nation de Horse Lake.

Roy W. Millen, pour l'intervenante Independent Power Producers Association of British Columbia.

Argumentation écrite seulement par *Harry C. G. Underwood*, pour l'intervenante Enbridge Pipelines Inc.

Argumentation écrite seulement par *C. Kemm Yates, c.r.*, pour l'intervenante TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd.

Version française du jugement de la Cour rendu par

[1] LA JUGE EN CHEF — Dans les années 1950, le gouvernement de la Colombie-Britannique a autorisé la construction du barrage Kenney dans le nord-ouest de la province en vue de la production d'électricité destinée à l'alimentation d'une aluminerie. Le barrage et le réservoir ont modifié les débits d'eau dans la rivière Nechako, dont les Premières nations du Conseil tribal Carrier Sekani (« CTCS ») tirent leur subsistance (notamment grâce à la pêche) depuis des temps immémoriaux. Ces Premières nations n'ont pas été consultées avant la construction du complexe. Le gouvernement de la Colombie-Britannique demande aujourd'hui l'approbation d'un contrat de vente des surplus d'électricité produits par le barrage à une société d'État, British Columbia Hydro and Power Authority (« BC Hydro »). La Cour doit déterminer si la British Columbia Utilities Commission (la « Commission ») est tenue de se pencher sur la question de la consultation des Premières nations du CTCS pour déterminer si la vente sert l'intérêt public.

[2] In *Haida Nation v. British Columbia (Minister of Forests)*, 2004 SCC 73, [2004] 3 S.C.R. 511, this Court affirmed that governments have a duty to consult with Aboriginal groups when making decisions which may adversely impact lands and resources to which Aboriginal peoples lay claim. In the intervening years, government-Aboriginal consultation has become an important part of the resource development process in British Columbia especially; much of the land and resources there are subject to land claims negotiations. This case raises the issues of what triggers a duty to consult, and the place of government tribunals in consultation and the review of consultation. I would allow the appeal, while affirming the duty of BC Hydro to consult the CSTC First Nations on future developments that may adversely affect their claims and rights.

I. Background

A. *The Facts*

[3] In the 1950s, Alcan (now Rio Tinto Alcan) dammed the Nechako River in northwestern British Columbia for the purposes of power development in connection with aluminum production. The project was one of huge magnitude. It diverted water from the Nechako River into the Nechako Reservoir, where a powerhouse was installed for the production of electricity. After passing through the turbines of the powerhouse, the water flowed to the Kemano River and on to the Pacific Ocean to the west. The dam affected the amount and timing of water flows into the Nechako River to the east, impacting fisheries on lands now claimed by the CSTC First Nations. Alcan effected these water diversions under Final Water Licence No. 102324 which gives Alcan use of the water on a permanent basis.

[4] Alcan, the Province of British Columbia, and Canada entered into a Settlement Agreement in

[2] Dans l'arrêt *Nation Haïda c. Colombie-Britannique (Ministre des Forêts)*, 2004 CSC 73, [2004] 3 R.C.S. 511, la Cour affirme qu'un gouvernement a l'obligation de consulter les peuples autochtones avant de prendre des décisions susceptibles d'avoir un effet préjudiciable sur les terres et les ressources revendiquées par eux. Depuis lors, la consultation des Autochtones par le gouvernement constitue un volet important du processus d'exploitation des ressources, spécialement en Colombie-Britannique où beaucoup de terres et de ressources font l'objet de revendications territoriales. Le pourvoi soulève les questions suivantes : d'où naît l'obligation de consulter et quel rôle joue un tribunal administratif dans la consultation et le contrôle de celle-ci? Je suis d'avis d'accueillir le pourvoi, tout en confirmant l'obligation de BC Hydro de consulter les Premières nations du CTCS sur les activités d'exploitation ultérieures susceptibles d'avoir un effet préjudiciable sur leurs revendications et leurs droits.

I. Contexte

A. *Les faits*

[3] Dans les années 1950, Alcan (aujourd'hui Rio Tinto Alcan) a construit un barrage sur la rivière Nechako dans le nord-ouest de la Colombie-Britannique afin de produire de l'électricité destinée à la fabrication d'aluminium. Il s'agissait de travaux colossaux. L'eau de la rivière Nechako a été détournée dans le réservoir du même nom, où une centrale a été construite pour y produire de l'électricité. Après être passée dans les turbines de la centrale, l'eau se déversait ensuite dans la rivière Kemano, puis dans l'océan Pacifique à l'ouest. Le barrage a eu une incidence sur le débit de la rivière Nechako à l'est, ce qui a eu des répercussions sur les stocks de poissons dans les terres aujourd'hui revendiquées par les Premières nations du CTCS. Alcan a effectué ces dérivations d'eau conformément au permis d'exploitation hydraulique permanent n° 102324, qui lui accorde un droit perpétuel d'utilisation de l'eau.

[4] En 1987, Alcan, la province de la Colombie-Britannique et le Canada ont convenu de lâchers

1987 on the release of waters in order to protect fish stocks. Canada was involved because fisheries, whether seacoast-based or inland, fall within federal jurisdiction under s. 91(12) of the *Constitution Act, 1867*. The 1987 agreement directs the release of additional flows in July and August to protect migrating salmon. In addition, a protocol has been entered into between the Haisla Nation and Alcan which regulates water flows to protect eulachon spawning grounds.

[5] The electricity generated by the project has been used over the years primarily for aluminum smelting. Since 1961, however, Alcan has sold its excess power to BC Hydro, a Crown Corporation, for use in the local area and later for transmission to neighbouring communities. The Energy Purchase Agreement (“EPA”) entered into in 2007, which is the subject of this appeal is the latest in a series of power sales from Alcan to BC Hydro: It commits Alcan to supplying and BC Hydro to purchasing excess electricity from the Kemano site until 2034. The 2007 EPA establishes a Joint Operating Committee to advise the parties on the administration of the EPA and the operation of the reservoir.

[6] The CSTC First Nations claim the Nechako Valley as their ancestral homeland, and the right to fish in the Nechako River. As was the practice at the time, they were not consulted about the diversion of the river effected by the 1950s dam project. They assert, however, that the 2007 EPA for the power generated by the project should be subject to consultation. This, they say, is their constitutional right under s. 35 of the *Constitution Act, 1982*, as defined in *Haida Nation*.

B. *The Commission Proceedings*

[7] The 2007 EPA was subject to review before the Commission. It was charged with determining whether the sale of electricity was in the public interest under s. 71 of the *Utilities Commission*

d'eau pour protéger les stocks de poissons. Le Canada était partie à l'accord, car les pêches, des côtes de la mer ou de l'intérieur, relèvent de la compétence fédérale suivant le par. 91(12) de la *Loi constitutionnelle de 1867*. L'accord de 1987 prévoit des lâchers supplémentaires en juillet et en août afin de protéger le saumon anadrome. De plus, un protocole est intervenu entre la nation Haisla et Alcan pour régulariser les débits d'eau et protéger les frayères d'eulachons.

[5] Au fil des ans, l'électricité générée par la centrale a principalement servi à alimenter une aluminerie. Toutefois, depuis 1961, Alcan vend ses surplus d'électricité à une société d'État, BC Hydro. Ces surplus ont d'abord été consommés localement, puis acheminés vers des collectivités avoisinantes. Le contrat d'achat d'électricité (le « CAÉ ») conclu en 2007, qui fait l'objet du pourvoi, est le plus récent intervenu entre Alcan et BC Hydro. Alcan s'y engage à vendre l'électricité excédentaire produite par la centrale de Kemano, et BC Hydro à l'acheter, jusqu'en 2034. Le CAÉ de 2007 crée un comité conjoint d'exploitation appelé à conseiller les parties sur l'administration du contrat et l'exploitation du réservoir.

[6] Les Premières nations du CTCS prétendent que la vallée de la Nechako fait partie de leurs terres ancestrales et elles revendiquent le droit de pêcher dans la rivière Nechako. Comme ce n'était pas l'usage à l'époque, elles n'ont pas été consultées au sujet du détournement de la rivière occasionné par la construction du barrage dans les années 1950. Elles font toutefois valoir que le CAÉ de 2007 conclu relativement à l'énergie produite par ce barrage devrait faire l'objet d'une consultation. Selon elles, il s'agit d'un droit constitutionnel découlant de l'art. 35 de la *Loi constitutionnelle de 1982*, au sens où l'entend la Cour dans l'arrêt *Nation Haida*.

B. *Les procédures de la Commission*

[7] Le CAÉ de 2007 a été soumis à l'examen de la Commission, laquelle devait, en application de l'art. 71 de la *Utilities Commission Act*, R.S.B.C. 1996, ch. 473, déterminer si la vente d'électricité

Act, R.S.B.C. 1996, c. 473. The Commission had the power to declare a contract for the sale of electricity unenforceable if it found that it was not in the public interest having regard to the quantity of energy to be supplied, the availability of supplies, the price and availability of any other form of energy, the price of the energy supplied to a public utility company, and "any other factor that the commission considers relevant to the public interest".

[8] The Commission began its work by holding two procedural conferences to determine, among other things, the "scope" of its hearing. "Scoping" is the process by which the Commission determines what "information it considers necessary to determine whether the contract is in the public interest" pursuant to s. 71(1)(b) of the *Utilities Commission Act*. The question of the role of First Nations in the proceedings arose at this stage. The CSTC was not party to the proceedings but the Haisla Nation was. The Haisla people submitted that the Province and BC Hydro "ha[d] failed to act on their legal obligation" to them, but refrained from asking the Commission "to assess the adequacy [of consultation] and accommodation afforded . . . on the 2007 EPA": *Re: British Columbia Hydro & Power Authority Filing of Electricity Purchase Agreement with Alcan Inc. as an Energy Supply Contract Pursuant to Section 71*, British Columbia Utilities Commission, October 10, 2007 (the "Scoping Order"), unreported. The Commission's Scoping Order therefore addressed the consultation issue as follows:

Evidence relevant to First Nations consultation may be relevant for the same purpose that the Commission often considers evidence of consultation with other stakeholders. Generally, insufficient evidence of consultation, including with First Nations is not determinative of matters before the Commission.

[9] On October 29, 2007, the CSTC requested late intervenor status on the issue of consultation on the basis that the Commission's decision

était dans l'intérêt public. La Commission avait le pouvoir de déclarer inapplicable le contrat de vente d'électricité qui, selon elle, n'était pas dans l'intérêt public compte tenu de la quantité d'énergie fournie, de la disponibilité de l'approvisionnement, du prix et de la disponibilité de toute autre forme d'énergie, du prix de l'énergie fournie à une entreprise de services publics et de [TRADUCTION] « tout autre élément jugé pertinent eu égard à l'intérêt public ».

[8] La Commission a entrepris ses travaux par la tenue de deux conférences de nature procédurale pour déterminer notamment le « cadre » de l'audience. Le « cadrage » est le processus par lequel la Commission détermine [TRADUCTION] « les données qu'elle estime nécessaires pour décider si le contrat est ou non dans l'intérêt public » en application de l'al. 71(1)b) de la *Utilities Commission Act*. C'est à cette étape qu'a été soulevée la question de la participation des Premières nations à l'audience. Le CTCS n'était pas partie à la procédure, contrairement à la Nation Haisla, qui soutenait que la province et BC Hydro [TRADUCTION] « avaient manqué à leur obligation légale envers elle », mais qui ne demandait pas à la Commission « de se prononcer sur le caractère adéquat [de la consultation] et des mesures d'accommodement prises [. . .] relativement au CAÉ de 2007 » : *Re : British Columbia Hydro & Power Authority Filing of Electricity Purchase Agreement with Alcan Inc. as an Energy Supply Contract Pursuant to Section 71*, British Columbia Utilities Commission, 10 octobre 2007 (l'« ordonnance sur le cadre de l'audience »), inédite. Dans son ordonnance, la Commission se prononce donc comme suit sur la question de la consultation :

[TRADUCTION] Les éléments de preuve se rapportant à la consultation des Premières nations peuvent être pertinents, et ce, pour les mêmes raisons que la Commission examine souvent la preuve de la consultation d'autres intéressés. De manière générale, une preuve de consultation insuffisante, notamment des Premières nations, n'est pas déterminante eu égard aux questions dont est saisie la Commission.

[9] Le 29 octobre 2007, le CTCS a tardivement demandé d'être constitué partie intervenante sur la question de la consultation au motif que la décision

might negatively impact Aboriginal rights and title which were the subject of its ongoing land claims. At the opening of the oral hearing on November 19, 2007, the CSTC applied for reconsideration of the Scoping Order and, in written submissions of November 20, 2007, it asked the Commission to include in the hearing's scope the issues of whether the duty to consult had been met, whether the proposed power sale under the 2007 EPA could constitute an infringement of Aboriginal rights and title in and of itself, and the related issue of the environmental impact of the 2007 EPA on the rights of the CSTC First Nations.

[10] The Commission established a two-stage process to consider the CSTC's application for reconsideration of the Scoping Order: an initial screening phase to determine whether there was a reasonable evidentiary basis for reconsideration, and a second phase to receive arguments on whether the rescoping application should be granted. At the first stage, the CSTC filed evidence, called witnesses and cross-examined the witnesses of BC Hydro and Alcan. The Commission confined the proceedings to the question of whether the 2007 EPA would adversely affect potential CSTC First Nations' interests by causing changes in water flows into the Nechako River or changes in water levels of the Nechako Reservoir.

[11] On November 29, 2007, the Commission issued a preliminary decision on the Phase I process called "Impacts on Water Flows". It concluded that the "responsibility for operation of the Nechako Reservoir remains with Alcan under the 2007 EPA", and that the EPA would not affect water levels in the Nechako River stating, "the 2007 EPA sets the priority of generation produced but does not set the priority for water". With or without the 2007 EPA, "Alcan operates the Nechako Reservoir to optimize power generation".

[12] As to fisheries, the Commission stated that "the priority of releases from the Nechako Reservoir [under the 1987 Settlement Agreement]

de la Commission risquait d'avoir un effet préjudiciable sur les droits ancestraux et le titre aborigène qu'il revendiquait alors. Le 19 novembre 2007, au début de l'audience, le CTCS a demandé la révision de l'ordonnance qui en définissait le cadre et, dans son argumentation écrite du 20 novembre 2007, il a demandé qu'à l'audience, la Commission examine en outre les questions de savoir si l'obligation de consultation avait été respectée et si la vente d'électricité projetée dans le CAÉ de 2007 pouvait en soi être préjudiciable aux droits ancestraux et au titre aborigène, ainsi que la question connexe des répercussions environnementales du CAÉ de 2007 sur les droits des Premières nations du CTCS.

[10] La Commission a établi un processus comportant deux étapes pour statuer sur la demande de révision. Elle devait d'abord déterminer si un fondement probatoire raisonnable justifiait la révision de l'ordonnance, puis entendre les arguments des parties sur la question de savoir s'il y avait lieu d'accueillir la demande de recadrage. À la première étape, le CTCS a produit des éléments de preuve, présenté des témoins et contre-interrogé ceux de BC Hydro et d'Alcan. La Commission s'en est tenue à la question de savoir si, en raison de la modification du débit de la rivière Nechako ou du niveau du réservoir Nechako qui en résulterait, le CAÉ de 2007 aurait un effet préjudiciable sur les droits éventuels des Premières nations du CTCS.

[11] Le 29 novembre 2007, la Commission a rendu à la première étape une décision préliminaire intitulée [TRADUCTION] « Impact sur le débit d'eau ». Elle y conclut que [TRADUCTION] « suivant le CAÉ de 2007, l'exploitation du réservoir Nechako continue d'incomber à Alcan » et que le contrat ne changera rien aux niveaux de la rivière Nechako, affirmant que [TRADUCTION] « le CAÉ de 2007 accorde la priorité à la production d'électricité, et non à l'eau ». Avec ou sans le CAÉ de 2007, [TRADUCTION] « Alcan exploite le réservoir Nechako dans le but d'optimiser la production d'électricité ».

[12] Au chapitre de la pêche, la Commission a estimé que [TRADUCTION] « les lâchers d'eau effectués à partir du réservoir Nechako [conformément

is first to fish flows and second to power service”. While the timing of water releases from the Nechako Reservoir for power generation purposes may change as a result of the 2007 EPA, that change “will have no impact on the releases into the Nechako river system”. This is because water releases for power generation flow not into the Nechako River system to the east, with which the CSTC First Nations are concerned, but into the Kemano River to the west. Nor, the Commission found, would the 2007 EPA bring about a change in control over water flows and water levels, or alter the management structure of the reservoir.

[13] The Commission then embarked on Phase II of the rescoping hearing and invited the parties to make written submissions on the reconsideration application — specifically, on whether it would be a jurisdictional error not to revise the Scoping Order to encompass consultation issues on these facts. The parties did so.

[14] On December 17, 2007, the Commission dismissed the CSTC’s application for reconsideration of the scoping order on grounds that the 2007 EPA would not introduce new adverse effects to the interests of the First Nations: *Re British Columbia Hydro & Power Authority*, 2008 CarswellBC 1232 (B.C.U.C.) (the “Reconsideration Decision”). For the purposes of the motion, the Commission assumed the historic infringement of Aboriginal rights, Aboriginal title, and a failure by the government to consult. Referring to *Haida Nation*, it concluded that “more than just an underlying infringement” was required. The CSTC had to demonstrate that the 2007 EPA would “adversely affect” the Aboriginal interests of its member First Nations. Applying this test to its findings of fact, it stated that “a section 71 review does not approve, transfer or change control of licenses or authorization and therefore where there are no new physical impacts acceptance of a section 71 filing [without consultation] would not be a jurisdictional error”. The Commission therefore concluded that its decision on the 2007 EPA would have no adverse effects on the CSTC First Nations’ interests. The duty to consult was therefore not triggered, and no jurisdictional

à l’accord de 1987] visent en priorité le passage des poissons, puis la production d’électricité ». Bien que le calendrier des lâchers d’eau destinés à la production d’électricité puisse changer en raison du CAÉ de 2007, à son avis, cela [TRADUCTION] « n’aura aucun impact sur les apports dans le réseau hydrographique de la Nechako », car ces lâchers d’eau ne sont pas effectués dans la rivière Nechako à l’est — objet de la préoccupation des Premières nations du CTCS —, mais dans la rivière Kemano à l’ouest. La Commission a aussi conclu que le CAÉ de 2007 ne modifiera ni la gestion des débits et des niveaux d’eau, ni la structure de gestion du réservoir.

[13] À la deuxième étape, la Commission a invité les parties à présenter des observations écrites sur la demande de révision — plus précisément, sur la question de savoir si le refus de recadrer l’audience pour que les questions liées à la consultation y soient aussi abordées constituerait une erreur de compétence à la lumière de ces faits. Les parties ont répondu à l’invitation.

[14] Le 17 décembre 2007, la Commission a rejeté la demande du CTCS au motif que le CAÉ de 2007 ne créerait pas de nouveaux effets défavorables sur les intérêts des Premières nations en cause : *Re British Columbia Hydro & Power Authority*, 2008 CarswellBC 1232 (B.C.U.C.) (la « décision sur la demande de révision »). Pour statuer, elle a tenu pour avérés l’atteinte historique aux droits ancestraux et au titre aborigène et le manquement du gouvernement à son obligation de consulter. S’appuyant sur l’arrêt *Nation Haida*, elle a conclu qu’il fallait [TRADUCTION] « davantage qu’une atteinte sous-jacente ». Le CTCS devait démontrer que le CAÉ de 2007 aurait un « effet préjudiciable » sur les droits ancestraux des Premières nations qui en faisaient partie. Après avoir appliqué ce critère à ses conclusions de fait, elle a statué que l’[TRADUCTION] « examen visé à l’article 71 n’a pas pour effet d’approuver ou de transférer une licence ou une autorisation ou d’en modifier le titulaire, de sorte qu’en l’absence de nouveaux impacts physiques, faire droit [sans consultation] à une demande présentée sous le régime de l’article 71 ne constituerait pas une erreur de compétence ». La Commission a donc estimé que sa décision

error was committed in failing to include consultation with the First Nations in the Scoping Order beyond the general consultation extended to all stakeholders.

[15] The Commission went on to conclude that the 2007 EPA was in the public interest and should be accepted. It stated:

In the circumstances of this review, evidence regarding consultation with respect to the historical, continuing infringement can reasonably be expected to be of no assistance for the same reasons there is no jurisdictional error, that is, the limited scope of the section 71 review, and there are no new physical impacts.

[16] In essence, the Commission took the view that the 2007 EPA would have no physical impact on the existing water levels in the Nechako River and hence it would not change the current management of its fishery. The Commission further found that its decision would not involve any transfer or change in the project's licences or operations. Consequently, the Commission concluded that its decision would have no adverse impact on the pending claims or rights of the CSTC First Nations such that there was no need to rescope the hearing to permit further argument on the duty to consult.

C. The Judgment of the Court of Appeal, 2009 BCCA 67, 89 B.C.L.R. (4th) 298 (Donald, Huddart and Bauman J.J.A.)

[17] The CSTC appealed the Reconsideration Decision and the approval of the 2007 EPA to the British Columbia Court of Appeal. The Court, *per* Donald J.A., reversed the Commission's orders and remitted the case back to the Commission for "evidence and argument on whether a duty to consult and, if necessary, accommodate the [CSTC First Nations] exists and, if so, whether the duty has been met in respect of the filing of the 2007 EPA" (para. 69).

concernant le CAÉ de 2007 n'aurait pas d'effet préjudiciable sur les intérêts des Premières nations du CTCS. L'obligation de consulter n'avait donc pas pris naissance, et la Commission n'a pas commis d'erreur de compétence en refusant d'inclure dans le cadre de l'audience la consultation des Premières nations, en sus de la consultation générale de tous les intéressés.

[15] La Commission a ensuite conclu que le CAÉ de 2007 était dans l'intérêt public et devait être approuvé :

[TRADUCTION] Dans les circonstances du présent examen, on peut raisonnablement tenir pour inutile la preuve relative à la consultation sur l'atteinte historique et continue pour les mêmes raisons qu'il n'y a pas d'erreur de compétence, soit la portée limitée de l'examen visé à l'article 71 et l'absence de nouveaux impacts physiques.

[16] Essentiellement, la Commission a opiné que le CAÉ de 2007 n'aurait pas d'impact physique sur les niveaux d'eau existants de la rivière Nechako, de sorte qu'il ne modifierait pas la gestion des stocks de poissons. Elle a aussi estimé que sa décision ne nécessiterait ni cession ni modification des licences ou des activités d'exploitation. Elle est donc arrivée à la conclusion que sa décision n'aurait aucun effet préjudiciable sur les revendications ou les droits des Premières nations du CTCS, de sorte qu'il n'était pas nécessaire de recadrer l'audience pour permettre que soit débattue plus avant la question de l'obligation de consulter.

C. Le jugement de la Cour d'appel, 2009 BCCA 67, 89 B.C.L.R. (4th) 298 (les juges Donald, Huddart et Bauman)

[17] Le CTCS a contesté devant la Cour d'appel de la Colombie-Britannique la décision sur la demande de révision et l'approbation du CAÉ de 2007. Au nom de la Cour d'appel, le juge Donald a annulé les ordonnances et renvoyé l'affaire à la Commission pour qu'elle entende [TRADUCTION] « preuve et arguments sur la question de savoir s'il existe ou non une obligation de consulter [les Premières nations du CTCS] et, au besoin, d'arriver à un accord avec elles et, dans l'affirmative, sur la question de savoir si l'obligation a été respectée relativement au dépôt du CAÉ de 2007 » (par. 69).

[18] The Court of Appeal found that the Commission had jurisdiction to consider the issue of consultation. The Commission had the power to decide questions of law, and hence constitutional issues relating to the duty to consult.

[19] The Court of Appeal went on to hold that the Commission acted prematurely by rejecting the application for reconsideration. Donald J.A., writing for the Court, stated:

... the Commission wrongly decided something as a preliminary matter which properly belonged in a hearing of the merits. The logic flaw was in predicting that consultation could have produced no useful outcome. Put another way, the Commission required a demonstration that the [CSTC] would win the point as a precondition for a hearing into the very same point.

I do not say that the Commission would be bound to find a duty to consult here. The fault in the Commission's decision is in not entertaining the issue of consultation within the scope of a full hearing when the circumstances demanded an inquiry. [paras. 61-62]

[20] The Court of Appeal held that the honour of the Crown obliged the Commission to decide the consultation issue, and that "the tribunal with the power to approve the plan must accept the responsibility to assess the adequacy of consultation" (para. 53). Unlike the Commission, the Court of Appeal did not consider whether the 2007 EPA was capable of having an adverse impact on a pending claim or right of the CSTC First Nations. The Court of Appeal did not criticize the Commission's adverse impacts finding. Rather, it appears to have concluded that despite these findings, the Commission was obliged to consider whether consultation could be "useful". In finding that the Commission should have considered the consultation issue, the Court of Appeal appears to have taken a broader view than did the Commission as to when a duty to consult may arise.

[21] The Court of Appeal suggested that a failure to consider consultation risked the approval of a contract in breach of the Crown's constitutional

[18] La Cour d'appel conclut que la Commission avait compétence pour se pencher sur la question de la consultation. La Commission pouvait trancher des questions de droit et, par conséquent, toute question constitutionnelle liée à l'obligation de consulter.

[19] La Cour d'appel opine ensuite que la Commission a prématurément rejeté la demande de révision. Le juge Donald dit ce qui suit au nom de la juridiction d'appel :

[TRADUCTION] ... la Commission a tranché une question tenue erronément pour préliminaire alors qu'il s'agissait d'une question de fond. La faille logique a consisté à présumer l'inutilité de la consultation. Autrement dit, la Commission a exigé comme condition préalable à l'examen des prétentions que [le CTCS] en démontre d'abord la justesse.

Je ne dis pas que la Commission serait tenue de conclure à l'existence d'une obligation de consulter en l'espèce. L'erreur de la Commission est de ne pas avoir considéré la question de la consultation dans le cadre d'une audience en bonne et due forme alors que les circonstances exigeaient un examen. [par. 61-62]

[20] La Cour d'appel conclut que l'honneur de la Couronne obligeait la Commission à trancher la question de la consultation et que [TRADUCTION] « le tribunal administratif doté du pouvoir d'approuver le projet doit accepter l'obligation de se prononcer sur le caractère adéquat de la consultation » (par. 53). Contrairement à la Commission, la Cour d'appel ne se demande pas si le CAÉ de 2007 était susceptible d'avoir un effet préjudiciable sur quelque revendication ou droit des Premières nations du CTCS. Elle ne reproche pas à la Commission sa conclusion sur l'effet préjudiciable. Elle semble plutôt estimer que, malgré cette conclusion, la Commission était tenue de déterminer si la consultation pouvait être « utile ». En statuant que la Commission aurait dû examiner la question de la consultation, la Cour d'appel paraît interpréter plus largement que la Commission les conditions auxquelles il y a obligation de consulter.

[21] La Cour d'appel laisse entendre que l'omission de considérer la question de la consultation risquait d'entraîner l'approbation d'un contrat

duty. Donald J.A. asked, “How can a contract formed by a Crown agent in breach of a constitutional duty be in the public interest? The existence of such a duty and the allegation of the breach must form part and parcel of the public interest inquiry” (para. 42).

[22] Alcan and BC Hydro appeal to this Court. They argue that the Court of Appeal took too wide a view of the Crown’s duty to consult and of the role of tribunals in deciding consultation issues. In view of the Commission’s task under its constituent statute and the evidence before it, Alcan and BC Hydro submit that the Commission correctly concluded that it had no duty to consider the consultation issue raised by the CSTC, since, however much participation was accorded, there was no possibility of finding a duty to consult with respect to the 2007 EPA.

[23] The CSTC argues that the Court of Appeal correctly held that the Commission erred in refusing to rescope its proceeding to allow submissions on the consultation issue. It does not pursue earlier procedural arguments in this Court.

II. The Legislative Framework

A. *Legislation Regarding the Public Interest Determination*

[24] The 2007 EPA was subject to review before the Commission under the authority of s. 71 of the *Utilities Commission Act* to determine whether it was in the public interest. Prior to May 2008, this determination was to be based on the quantity of energy to be supplied; the availability of supplies; the price and availability of any other form of energy; the price of the energy supplied to a public utility company; and “any other factor that the commission considers relevant to the public interest”:

au mépris de l’obligation constitutionnelle de la Couronne. Le juge Donald pose la question suivante : [TRADUCTION] « Comment un contrat conclu par un mandataire de la Couronne dans le non-respect d’une obligation constitutionnelle peut-il être dans l’intérêt public? L’existence d’une telle obligation et l’allégation de non-respect doivent faire partie intégrante de l’examen relatif à l’intérêt public » (par. 42).

[22] Alcan et BC Hydro interjettent appel devant notre Cour. Elles soutiennent que la Cour d’appel a interprété trop largement l’obligation de la Couronne de consulter et le pouvoir du tribunal administratif de trancher les questions touchant à la consultation. Vu le mandat incombant à la Commission suivant sa loi constitutive et la preuve dont elle disposait, Alcan et BC Hydro prétendent que la Commission a conclu à juste titre qu’elle n’était pas tenue d’examiner la question de la consultation soulevée par le CTCS, car peu importe l’importance du droit de participation reconnu, il était impossible de conclure à l’existence d’une obligation de consulter relativement au CAÉ de 2007.

[23] Le CTCS avance que la Cour d’appel a eu raison de conclure que la Commission avait refusé à tort de redéfinir le cadre de l’audience de manière à permettre la présentation d’observations sur la question de la consultation. Il ne fait plus valoir les arguments procéduraux invoqués devant les tribunaux inférieurs.

II. Le cadre législatif

A. *Dispositions législatives régissant la décision relative à l’intérêt public*

[24] L’article 71 de la *Utilities Commission Act* prévoyait que la Commission devait examiner le CAÉ de 2007 pour déterminer si son approbation était dans l’intérêt public. Avant le mois de mai 2008, la décision devait tenir compte de la quantité d’énergie fournie, de la disponibilité de l’approvisionnement, du prix et de la disponibilité de toute autre forme d’énergie, du prix de l’énergie fournie à une entreprise de services publics et de [TRADUCTION] « tout autre élément jugé pertinent

Utilities Commission Act, s. 71(2)(a) to (e). Effective May 2008, these considerations were expanded to include “the government’s energy objectives” and its long-term resource plans: s. 71(2.1)(a) and (b). The public interest clause, however, was narrowed to considerations of the interests of potential British Columbia public utility customers: s. 71(2.1)(d).

B. *Legislation on the Commission’s Remedial Powers*

[25] Based on the above considerations, the Commission may issue an order approving the proposed contract under s. 71(2.4) of the *Utilities Commission Act* if it is found to be in the public interest. If it is not found to be in the public interest, the Commission can issue an order declaring the contract unenforceable, either wholly or in part, or “make any other order it considers advisable in the circumstances”: s. 71(2) and (3).

C. *Legislation on the Commission’s Jurisdiction and Appeals*

[26] Section 79 of the *Utilities Commission Act* states that all findings of fact made by the Commission within its jurisdiction are “binding and conclusive”. This is supplemented by s. 105 which grants the Commission “exclusive jurisdiction in all cases and for all matters in which jurisdiction is conferred on it by this or any other Act”. An appeal, however, lies from a decision or order of the Commission to the Court of Appeal with leave: s. 101(1).

[27] Together, ss. 79 and 105 of the *Utilities Commission Act* constitute a “privative clause” as defined in s. 1 of the *British Columbia Administrative Tribunals Act*, S.B.C. 2004, c. 45. Under s. 58 of the *Administrative Tribunals Act*, this privative clause attracts a “patently unreasonable” standard of judicial review to “a finding of fact or law or

eu égard à l’intérêt public » : al. 71(2)a) à e) de la *Utilities Commission Act*. À compter de mai 2008, se sont ajoutées les considérations suivantes : les [TRADUCTION] « objectifs énergétiques du gouvernement » et son plan à long terme en matière de ressources : al. 71(2.1)a) et b). Or, la disposition portant sur l’intérêt public a vu sa portée ramenée à la prise en compte des intérêts des clients éventuels d’une entreprise de services publics de la Colombie-Britannique : al. 71(2.1)d).

B. *Dispositions législatives régissant le pouvoir de réparation de la Commission*

[25] Au vu des considérations susmentionnées, la Commission peut, si elle juge qu’il est dans l’intérêt public de le faire, rendre une ordonnance approuvant le contrat projeté en application du par. 71(2.4) de la *Utilities Commission Act*. Si elle arrive à la conclusion contraire concernant l’intérêt public, elle peut, par voie d’ordonnance, déclarer le contrat inapplicable, en totalité ou en partie, ou [TRADUCTION] « rendre toute autre ordonnance qu’elle juge indiquée dans les circonstances » : par. 71(2) et (3).

C. *Dispositions législatives régissant la compétence de la Commission et le droit d’appel*

[26] L’article 79 de la *Utilities Commission Act* dispose que les conclusions de fait tirées par la Commission dans les limites de sa compétence sont [TRADUCTION] « opposables et définitives ». L’article 105 confère en outre à la Commission le [TRADUCTION] « pouvoir exclusif de statuer dans toute affaire et sur toute question relevant de sa compétence suivant la présente loi ou un autre texte législatif ». Ses décisions et ordonnances peuvent cependant être contestées devant la Cour d’appel, sur autorisation : par. 101(1).

[27] Ensemble, les art. 79 et 105 de la *Utilities Commission Act* constituent une [TRADUCTION] « disposition d’inattaquabilité » au sens de l’article premier de l’*Administrative Tribunals Act* de la Colombie-Britannique, S.B.C. 2004, ch. 45. Suivant l’art. 58 de l’*Administrative Tribunals Act*, cette disposition d’inattaquabilité assujettit à la norme de

an exercise of discretion by the tribunal in respect of a matter over which it has exclusive jurisdiction under a privative clause”: a standard of correctness is to be applied in the review of “all [other] matters”.

[28] The jurisdiction of the commission is also arguably affected by s. 44(1) of the *Administrative Tribunals Act* which applies to the Commission by virtue of s. 2(4) of the *Utilities Commission Act*. Section 44(1) of the *Administrative Tribunals Act* states that “[t]he tribunal does not have jurisdiction over constitutional questions”. A “constitutional question” is defined in s. 1 of the *Administrative Tribunals Act* by s. 8 of the *Constitutional Question Act*, R.S.B.C. 1996, c. 68. Section 8(2) says:

8. . . .

- (2) If in a cause, matter or other proceeding
- (a) the constitutional validity or constitutional applicability of any law is challenged, or
 - (b) an application is made for a constitutional remedy,

the law must not be held to be invalid or inapplicable and the remedy must not be granted until after notice of the challenge or application has been served on the Attorney General of Canada and the Attorney General of British Columbia in accordance with this section.

A “constitutional remedy” is defined as “a remedy under section 24(1) of the *Canadian Charter of Rights and Freedoms* other than a remedy consisting of the exclusion of evidence or consequential on such exclusion”: *Constitutional Question Act*, s. 8(1).

D. *Section 35 of the Constitution Act, 1982*

[29] Section 35 of the *Constitution Act, 1982* reads:

contrôle de la décision « manifestement déraisonnable » [TRADUCTION] « la conclusion de fait ou de droit ou l'exercice du pouvoir discrétionnaire relatifs à une question sur laquelle le tribunal a compétence exclusive du fait de l'existence d'une disposition d'inattaquabilité ». La norme de contrôle de la décision correcte vaut pour [TRADUCTION] « toute [autre] question ».

[28] On peut aussi soutenir que le par. 44(1) de l'*Administrative Tribunals Act* a une incidence sur la compétence de la Commission en ce qu'il s'applique à celle-ci suivant le par. 2(4) de la *Utilities Commission Act*. Le paragraphe 44(1) de l'*Administrative Tribunals Act* dispose qu'[TRADUCTION] « [u]n tribunal administratif n'a pas compétence pour trancher une question constitutionnelle ». L'article premier de l'*Administrative Tribunals Act* délimite cette matière par renvoi à l'art. 8 de la *Constitutional Question Act*, R.S.B.C. 1996, ch. 68. Voici le texte du par. 8(2) de cette loi :

[TRADUCTION]

8. . . .

- (2) Lorsque dans une instance, y compris un dossier ou une affaire,
- a) la validité ou l'applicabilité constitutionnelle d'une loi est contestée ou
 - b) une réparation constitutionnelle est demandée,

la loi ne doit pas être tenue pour invalide ou inapplicable, et la réparation ne doit pas être accordée sans qu'un avis de la contestation ou de la demande n'ait été signifié au procureur général du Canada et au procureur général de la Colombie-Britannique.

La [TRADUCTION] « réparation constitutionnelle » est définie comme étant « la réparation visée au par. 24(1) de la *Loi constitutionnelle de 1982*, hormis celle consistant à écarter un élément de preuve ou découlant d'une telle mesure » : *Constitutional Question Act*, par. 8(1).

D. *L'article 35 de la Loi constitutionnelle de 1982*

[29] Voici le libellé de l'art. 35 de la *Loi constitutionnelle de 1982* :

35. (1) The existing aboriginal and treaty rights of the aboriginal peoples of Canada are hereby recognized and affirmed.

(2) In this Act, “aboriginal peoples of Canada” includes the Indian, Inuit and Métis peoples of Canada.

(3) For greater certainty, in subsection (1) “treaty rights” includes rights that now exist by way of land claims agreements or may be so acquired.

(4) Notwithstanding any other provision of this Act, the aboriginal and treaty rights referred to in subsection (1) are guaranteed equally to male and female persons.

III. The Issues

[30] The main issues that must be resolved are: (1) whether the Commission had jurisdiction to consider consultation; and (2) if so, whether the Commission’s refusal to rescopé the inquiry to consider consultation should be set aside. In order to resolve these issues, it is necessary to consider when a duty to consult arises and the role of tribunals in relation to the duty to consult. These reasons will therefore consider:

1. When a duty to consult arises;
2. The role of tribunals in consultation;
3. The Commission’s jurisdiction to consider consultation;
4. The Commission’s Reconsideration Decision;
5. The Commission’s conclusion that approval of the 2007 EPA was in the public interest.

IV. Analysis

A. *When Does the Duty to Consult Arise?*

[31] The Court in *Haida Nation* answered this question as follows: the duty to consult arises “when

35. (1) Les droits existants — ancestraux ou issus de traités — des peuples autochtones du Canada sont reconnus et confirmés.

(2) Dans la présente loi, « peuples autochtones du Canada » s’entend notamment des Indiens, des Inuits et des Métis du Canada.

(3) Il est entendu que sont compris parmi les droits issus de traités, dont il est fait mention au paragraphe (1), les droits existants issus d’accords sur des revendications territoriales ou ceux susceptibles d’être ainsi acquis.

(4) Indépendamment de toute autre disposition de la présente loi, les droits — ancestraux ou issus de traités — visés au paragraphe (1) sont garantis également aux personnes des deux sexes.

III. Les questions en litige

[30] Les principales questions à trancher sont les suivantes : (1) la Commission avait-elle compétence pour se prononcer sur la consultation et (2), dans l’affirmative, le refus de la Commission de redéfinir le cadre de l’audience pour que la question de la consultation soit abordée devrait-il être annulé? Il faut dès lors déterminer les conditions auxquelles il y a obligation de consulter et examiner le rôle du tribunal administratif à l’égard de cette obligation. J’examinerai donc successivement ce qui suit :

1. les conditions auxquelles il y a obligation de consulter;
2. le rôle du tribunal administratif à l’égard de la consultation;
3. le pouvoir de la Commission de se prononcer sur la consultation;
4. la décision de la Commission sur la demande de révision;
5. la conclusion de la Commission portant que l’approbation du CAÉ de 2007 servait l’intérêt public.

IV. Analyse

A. *À quelles conditions y a-t-il obligation de consulter?*

[31] Dans l’arrêt *Nation Haida*, notre Cour établit que l’obligation de consulter prend naissance

the Crown has knowledge, real or constructive, of the potential existence of the Aboriginal right or title and contemplates conduct that might adversely affect it” (para. 35). This test can be broken down into three elements: (1) the Crown’s knowledge, actual or constructive, of a potential Aboriginal claim or right; (2) contemplated Crown conduct; and (3) the potential that the contemplated conduct may adversely affect an Aboriginal claim or right. I will discuss each of these elements in greater detail. First, some general comments on the source and nature of the duty to consult are in order.

[32] The duty to consult is grounded in the honour of the Crown. It is a corollary of the Crown’s obligation to achieve the just settlement of Aboriginal claims through the treaty process. While the treaty claims process is ongoing, there is an implied duty to consult with the Aboriginal claimants on matters that may adversely affect their treaty and Aboriginal rights, and to accommodate those interests in the spirit of reconciliation: *Haida Nation*, at para. 20. As stated in *Haida Nation*, at para. 25:

Put simply, Canada’s Aboriginal peoples were here when Europeans came, and were never conquered. Many bands reconciled their claims with the sovereignty of the Crown through negotiated treaties. Others, notably in British Columbia, have yet to do so. The potential rights embedded in these claims are protected by s. 35 of the *Constitution Act, 1982*. The honour of the Crown requires that these rights be determined, recognized and respected. This, in turn, requires the Crown, acting honourably, to participate in processes of negotiation. While this process continues, the honour of the Crown may require it to consult and, where indicated, accommodate Aboriginal interests.

[33] The duty to consult described in *Haida Nation* derives from the need to protect Aboriginal interests while land and resource claims are ongoing or when the proposed action may impinge on an Aboriginal right. Absent this duty, Aboriginal groups seeking to protect their interests pending a

« lorsque la Couronne a connaissance, concrètement ou par imputation, de l’existence potentielle du droit ou titre ancestral revendiqué et envisage des mesures susceptibles d’avoir un effet préjudiciable sur celui-ci » (par. 35). Ce critère comporte trois volets : (1) la connaissance par la Couronne, réelle ou imputée, de l’existence possible d’une revendication autochtone ou d’un droit ancestral, (2) la mesure envisagée de la Couronne et (3) la possibilité que cette mesure ait un effet préjudiciable sur une revendication autochtone ou un droit ancestral. J’examinerai chacun de ces volets plus en détail. D’abord, quelques remarques générales sont de mise concernant la source et la nature de l’obligation de consulter.

[32] L’obligation de consulter s’origine de l’honneur de la Couronne. Elle est un corollaire de celle d’arriver à un règlement équitable des revendications autochtones au terme du processus de négociation de traités. Lorsque les négociations sont en cours, la Couronne a l’obligation tacite de consulter les demandeurs autochtones sur ce qui est susceptible d’avoir un effet préjudiciable sur leurs droits issus de traités et leurs droits ancestraux, et de trouver des mesures d’accommodement dans un esprit de conciliation : *Nation Haïda*, par. 20. Comme le dit la Cour au par. 25 de cet arrêt :

En bref, les Autochtones du Canada étaient déjà ici à l’arrivée des Européens; ils n’ont jamais été conquis. De nombreuses bandes ont concilié leurs revendications avec la souveraineté de la Couronne en négociant des traités. D’autres, notamment en Colombie-Britannique, ne l’ont pas encore fait. Les droits potentiels visés par ces revendications sont protégés par l’art. 35 de la *Loi constitutionnelle de 1982*. L’honneur de la Couronne commande que ces droits soient déterminés, reconnus et respectés. Pour ce faire, la Couronne doit agir honorablement et négocier. Au cours des négociations, l’honneur de la Couronne peut obliger celle-ci à consulter les Autochtones et, s’il y a lieu, à trouver des accommodements à leurs intérêts.

[33] L’obligation de consulter dont il est fait état dans l’arrêt *Nation Haïda* découle de la nécessité de protéger les intérêts autochtones lorsque des terres ou des ressources font l’objet de revendications ou que la mesure projetée peut empiéter sur un droit ancestral. Sans le respect de cette

final settlement would need to commence litigation and seek interlocutory injunctions to halt the threatening activity. These remedies have proven time-consuming, expensive, and are often ineffective. Moreover, with a few exceptions, many Aboriginal groups have limited success in obtaining injunctions to halt development or activities on the land in order to protect contested Aboriginal or treaty rights.

[34] Grounded in the honour of the Crown, the duty has both a legal and a constitutional character: *R. v. Kapp*, 2008 SCC 41, [2008] 2 S.C.R. 483, at para. 6. The duty seeks to provide protection to Aboriginal and treaty rights while furthering the goals of reconciliation between Aboriginal peoples and the Crown. Rather than pitting Aboriginal peoples against the Crown in the litigation process, the duty recognizes that both must work together to reconcile their interests. It also accommodates the reality that often Aboriginal peoples are involved in exploiting the resource. Shutting down development by court injunction may serve the interest of no one. The honour of the Crown is therefore best reflected by a requirement for consultation with a view to reconciliation.

[35] *Haida Nation* sets the framework for dialogue prior to the final resolution of claims by requiring the Crown to take contested or established Aboriginal rights into account *before* making a decision that may have an adverse impact on them: J. Woodward, *Native Law*, vol. 1 (loose-leaf), at p. 5-35. The duty is *prospective*, fastening on rights yet to be proven.

[36] The nature of the duty varies with the situation. The richness of the required consultation increases with the strength of the *prima facie* Aboriginal claim and the seriousness of the impact on the underlying Aboriginal or treaty right: *Haida Nation*, at paras. 43-45, and *Taku River Tlingit First Nation v. British Columbia (Project Assessment*

obligation, un groupe autochtone désireux de protéger ses intérêts jusqu'au règlement d'une revendication devrait s'adresser au tribunal pour obtenir une injonction interlocutoire ordonnant la cessation de l'activité préjudiciable. L'expérience enseigne qu'il s'agit d'une démarche longue, coûteuse et souvent vaine. De plus, sauf quelques exceptions, les groupes autochtones réussissent rarement à obtenir une injonction pour mettre fin à la mise en valeur des terres ou aux activités qui y sont exercées et ainsi protéger des droits ancestraux ou issus de traités qui sont contestés.

[34] Fondée sur l'honneur de la Couronne, l'obligation revêt un caractère à la fois juridique et constitutionnel : *R. c. Kapp*, 2008 CSC 41, [2008] 2 R.C.S. 483, par. 6. Elle vise la protection des droits ancestraux et issus de traités, ainsi que la réalisation de l'objectif de conciliation des intérêts des Autochtones et de ceux de la Couronne. Elle reconnaît que les deux parties doivent collaborer pour concilier leurs intérêts au lieu de s'opposer dans un litige. Elle tient aussi compte du fait que les peuples autochtones participent souvent à l'exploitation des ressources. Empêcher la mise en valeur par voie d'injonction risque de ne servir l'intérêt de personne. L'honneur de la Couronne est donc davantage compatible avec une obligation de consulter axée sur la conciliation des intérêts respectifs des parties.

[35] L'arrêt *Nation Haïda* jette les bases du dialogue préalable au règlement définitif des revendications en obligeant la Couronne à tenir compte des droits ancestraux contestés ou établis *avant* de prendre une décision susceptible d'avoir un effet préjudiciable sur ces droits : J. Woodward, *Native Law*, vol. 1 (feuilles mobiles), p. 5-35. Il s'agit d'une obligation de nature *prospective* prenant appui sur des droits dont l'existence reste à prouver.

[36] La nature de l'obligation varie en fonction de la situation. La consultation exigée est plus approfondie lorsque la revendication autochtone paraît de prime abord fondée et que l'effet sur le droit ancestral ou issu de traité sous-jacent est grave : *Nation Haïda*, par. 43-45, et *Première nation Tlingit de Taku River c. Colombie-Britannique (Directeur*

Director), 2004 SCC 74, [2004] 3 S.C.R. 550, at para. 32.

[37] The remedy for a breach of the duty to consult also varies with the situation. The Crown's failure to consult can lead to a number of remedies ranging from injunctive relief against the threatening activity altogether, to damages, to an order to carry out the consultation prior to proceeding further with the proposed government conduct: *Haida Nation*, at paras. 13-14.

[38] The duty to consult embodies what Brian Slattery has described as a "generative" constitutional order which sees "section 35 as serving a dynamic and not simply static function" ("Aboriginal Rights and the Honour of the Crown" (2005), 29 *S.C.L.R.* (2d) 433, at p. 440). This dynamicism was articulated in *Haida Nation* as follows, at para. 32:

... the duty to consult and accommodate is part of a process of fair dealing and reconciliation that begins with the assertion of sovereignty and continues beyond formal claims resolution. Reconciliation is not a final legal remedy in the usual sense. Rather, it is a process flowing from rights guaranteed by s. 35(1) of the *Constitution Act, 1982*.

As the post-*Haida Nation* case law confirms, consultation is "[c]oncerned with an ethic of ongoing relationships" and seeks to further an ongoing process of reconciliation by articulating a preference for remedies "that promote ongoing negotiations": D. G. Newman, *The Duty to Consult: New Relationships with Aboriginal Peoples* (2009), at p. 21.

[39] Against this background, I now turn to the three elements that give rise to a duty to consult.

(1) Knowledge by the Crown of a Potential Claim or Right

[40] To trigger the duty to consult, the Crown must have real or constructive knowledge of a

d'évaluation de projet), 2004 CSC 74, [2004] 3 R.C.S. 550, par. 32.

[37] Le recours pour manquement à l'obligation de consulter varie également en fonction de la situation. L'omission de la Couronne de consulter les intéressés peut donner lieu à un certain nombre de mesures allant de l'injonction visant l'activité préjudiciable, à l'indemnisation, voire à l'ordonnance enjoignant au gouvernement de consulter avant d'aller de l'avant avec son projet : *Nation Haïda*, par. 13-14.

[38] L'obligation de consulter s'inscrit dans ce que Brian Slattery qualifie d'ordre constitutionnel [TRADUCTION] « génératif » où « l'article 35 a une fonction dynamique et non purement statique » (« Aboriginal Rights and the Honour of the Crown » (2005), 29 *S.C.L.R.* (2d) 433, p. 440). Ce dynamisme a été formulé comme suit dans l'arrêt *Nation Haïda* (par. 32) :

... l'obligation de consulter et d'accommoder fait partie intégrante du processus de négociation honorable et de conciliation qui débute au moment de l'affirmation de la souveraineté et se poursuit au-delà du règlement formel des revendications. La conciliation ne constitue pas une réparation juridique définitive au sens usuel du terme. Il s'agit plutôt d'un processus découlant des droits garantis par le par. 35(1) de la *Loi constitutionnelle de 1982*.

Comme le confirme la jurisprudence postérieure à cet arrêt, la consultation [TRADUCTION] « s'attache au maintien de relations constantes » et à l'établissement d'un processus permanent de conciliation en ce qu'elle privilégie les mesures « qui favorisent la continuité des négociations » : D. G. Newman, *The Duty to Consult: New Relationships with Aboriginal Peoples* (2009), p. 21.

[39] Sur cette toile de fond, j'examine maintenant les trois éléments qui font naître l'obligation de consulter.

(1) Connaissance par la Couronne de l'existence possible d'une revendication ou d'un droit

[40] Pour qu'elle ait l'obligation de consulter, la Couronne doit avoir connaissance, concrètement

claim to the resource or land to which it attaches: *Haida Nation*, at para. 35. The threshold, informed by the need to maintain the honour of the Crown, is not high. Actual knowledge arises when a claim has been filed in court or advanced in the context of negotiations, or when a treaty right may be impacted: *Mikisew Cree First Nation v. Canada (Minister of Canadian Heritage)*, 2005 SCC 69, [2005] 3 S.C.R. 388, para. 34. Constructive knowledge arises when lands are known or reasonably suspected to have been traditionally occupied by an Aboriginal community or an impact on rights may reasonably be anticipated. While the existence of a potential claim is essential, proof that the claim will succeed is not. What is required is a credible claim. Tenuous claims, for which a strong *prima facie* case is absent, may attract a mere duty of notice. As stated in *Haida Nation*, at para. 37:

Knowledge of a credible but unproven claim suffices to trigger a duty to consult and accommodate. The content of the duty, however, varies with the circumstances, as discussed more fully below. A dubious or peripheral claim may attract a mere duty of notice, while a stronger claim may attract more stringent duties. The law is capable of differentiating between tenuous claims, claims possessing a strong *prima facie* case, and established claims.

[41] The claim or right must be one which actually exists and stands to be affected by the proposed government action. This flows from the fact that the purpose of consultation is to protect unproven or established rights from irreversible harm as the settlement negotiations proceed: Newman, at p. 30, citing *Haida Nation*, at paras. 27 and 33.

(2) Crown Conduct or Decision

[42] Second, for a duty to consult to arise, there must be Crown conduct or a Crown decision that

ou par imputation, d'une revendication visant la ressource ou la terre qui s'y rattache : *Nation Haida*, par. 35. La norme de preuve applicable, eu égard à la nécessité de préserver l'honneur de la Couronne, n'est pas stricte. Il y a connaissance réelle lorsqu'une revendication a été formulée dans une instance judiciaire ou lors de négociations, ou lorsqu'un droit issu de traité peut être touché : *Première nation crie Mikisew c. Canada (Ministre du Patrimoine canadien)*, 2005 CSC 69, [2005] 3 R.C.S. 388, par. 34. Il y a connaissance par imputation lorsque l'on sait ou que l'on soupçonne raisonnablement que les terres ont été traditionnellement occupées par une collectivité autochtone ou que l'on peut raisonnablement prévoir qu'il y aura une incidence sur des droits. L'existence possible d'une revendication est essentielle, mais il n'est pas nécessaire de prouver que la revendication connaîtra une issue favorable. La revendication doit seulement être crédible. La revendication à l'assise fragile, dont le fondement ne paraît pas plausible à première vue, peut ne faire naître qu'une obligation d'informer. Comme l'affirme notre Cour dans l'arrêt *Nation Haida* (par. 37) :

La connaissance d'une revendication crédible mais non encore établie suffit à faire naître l'obligation de consulter et d'accommoder. Toutefois, le contenu de l'obligation varie selon les circonstances, comme nous le verrons de façon plus approfondie plus loin. Une revendication douteuse ou marginale peut ne requérir qu'une simple obligation d'informer, alors qu'une revendication plus solide peut faire naître des obligations plus contraignantes. Il est possible en droit de différencier les revendications reposant sur une preuve ténue des revendications reposant sur une preuve à première vue solide et de celles déjà établies.

[41] Il faut que la revendication ou le droit existe réellement et risque d'être compromis par la mesure gouvernementale, car l'objectif de la consultation est de protéger un droit, établi ou non, d'un préjudice irréparable, pendant les négociations en vue d'un règlement : Newman, p. 30, citant *Nation Haida*, par. 27 et 33.

(2) Mesure ou décision de la Couronne

[42] Deuxièmement, pour que naisse l'obligation de consulter, la mesure ou la décision de la

engages a potential Aboriginal right. What is required is conduct that may adversely impact on the claim or right in question.

[43] This raises the question of what government action engages the duty to consult. It has been held that such action is not confined to government exercise of statutory powers: *Huu-Ay-Aht First Nation v. British Columbia (Minister of Forests)*, 2005 BCSC 697, [2005] 3 C.N.L.R. 74, at paras. 94 and 104; *Wii'litswx v. British Columbia (Minister of Forests)*, 2008 BCSC 1139, [2008] 4 C.N.L.R. 315, at paras. 11-15. This accords with the generous, purposive approach that must be brought to the duty to consult.

[44] Further, government action is not confined to decisions or conduct which have an immediate impact on lands and resources. A potential for adverse impact suffices. Thus, the duty to consult extends to "strategic, higher level decisions" that may have an impact on Aboriginal claims and rights (Woodward, at p. 5-41 (emphasis omitted)). Examples include the transfer of tree licences which would have permitted the cutting of old-growth forest (*Haida Nation*); the approval of a multi-year forest management plan for a large geographic area (*Klahoose First Nation v. Sunshine Coast Forest District (District Manager)*, 2008 BCSC 1642, [2009] 1 C.N.L.R. 110); the establishment of a review process for a major gas pipeline (*Dene Tha' First Nation v. Canada (Minister of Environment)*, 2006 FC 1354, [2007] 1 C.N.L.R. 1, aff'd 2008 FCA 20, 35 C.E.L.R. (3d) 1); and the conduct of a comprehensive inquiry to determine a province's infrastructure and capacity needs for electricity transmission (*An Inquiry into British Columbia's Electricity Transmission Infrastructure & Capacity Needs for the Next 30 Years, Re*, 2009 CarswellBC 3637 (B.C.U.C.)). We leave for another day the question of whether government conduct includes legislative action: see *R. v. Lefthand*, 2007 ABCA 206, 77 Alta. L.R. (4th) 203, at paras. 37-40.

Couronne doit mettre en jeu un droit ancestral éventuel. La mesure doit être susceptible d'avoir un effet préjudiciable sur la revendication ou le droit en question.

[43] Dès lors, la question qui se pose est celle de savoir quelle mesure oblige le gouvernement à consulter. Il a été établi que cette mesure ne s'entend pas uniquement de l'exercice d'un pouvoir conféré par la loi : *Huu-Ay-Aht First Nation c. British Columbia (Minister of Forests)*, 2005 BCSC 697, [2005] 3 C.N.L.R. 74, par. 94 et 104; *Wii'litswx c. British Columbia (Minister of Forests)*, 2008 BCSC 1139, [2008] 4 C.N.L.R. 315, par. 11-15. Cette conclusion s'inscrit dans l'approche généreuse et téléologique que commande l'obligation de consulter.

[44] En outre, une mesure gouvernementale ne s'entend pas uniquement d'une décision ou d'un acte qui a un effet immédiat sur des terres et des ressources. Un simple risque d'effet préjudiciable suffit. Ainsi, l'obligation de consulter naît aussi d'une [TRADUCTION] « décision stratégique prise en haut lieu » qui est susceptible d'avoir un effet sur des revendications autochtones et des droits ancestraux (Woodward, p. 5-41 (italiques omis)). Mentionnons quelques exemples : la cession de concessions de ferme forestière qui auraient permis l'abattage d'arbres dans de vieilles forêts (*Nation Haida*), l'approbation d'un plan pluriannuel de gestion forestière visant un vaste secteur géographique (*Khaloose First Nation c. Sunshine Coast Forest District (District Manager)*, 2008 BCSC 1642, [2009] 1 C.N.L.R. 110), la création d'un processus d'examen relativement à un gazoduc important (*Première nation Dene Tha' c. Canada (Ministre de l'Environnement)*, 2006 CF 1354 (CanLII), conf. par 2008 CAF 20 (CanLII)), et l'examen approfondi des besoins d'infrastructure et de capacité de transport d'électricité d'une province (*An Inquiry into British Columbia's Electricity Transmission Infrastructure & Capacity Needs for the Next 30 Years, Re*, 2009 CarswellBC 3637 (B.C.U.C.)). La question de savoir si une mesure gouvernementale s'entend aussi d'une mesure législative devra être tranchée dans une affaire ultérieure : voir *R. c. Lefthand*, 2007 ABCA 206, 77 Alta. L.R. (4th) 203, par. 37-40.

(3) Adverse Effect of the Proposed Crown Conduct on an Aboriginal Claim or Right

[45] The third element of a duty to consult is the possibility that the Crown conduct may affect the Aboriginal claim or right. The claimant must show a causal relationship between the proposed government conduct or decision and a potential for adverse impacts on pending Aboriginal claims or rights. Past wrongs, including previous breaches of the duty to consult, do not suffice.

[46] Again, a generous, purposive approach to this element is in order, given that the doctrine's purpose, as stated by Newman, is "to recognize that actions affecting unproven Aboriginal title or rights or treaty rights can have irreversible effects that are not in keeping with the honour of the Crown" (p. 30, citing *Haida Nation*, at paras. 27 and 33). Mere speculative impacts, however, will not suffice. As stated in *R. v. Douglas*, 2007 BCCA 265, 278 D.L.R. (4th) 653, at para. 44, there must be an "appreciable adverse effect on the First Nations' ability to exercise their aboriginal right". The adverse effect must be on the future exercise of the right itself; an adverse effect on a First Nation's future negotiating position does not suffice.

[47] Adverse impacts extend to any effect that may prejudice a pending Aboriginal claim or right. Often the adverse effects are physical in nature. However, as discussed in connection with what constitutes Crown conduct, high-level management decisions or structural changes to the resource's management may also adversely affect Aboriginal claims or rights even if these decisions have no "immediate impact on lands and resources": Woodward, at p. 5-41. This is because such structural changes to the resources management may set the stage for further decisions that will have a *direct* adverse impact on land and resources. For example,

(3) Effet préjudiciable de la mesure projetée par la Couronne sur une revendication autochtone ou un droit ancestral

[45] Le troisième élément requis pour qu'il y ait obligation de consulter est la possibilité que la mesure de la Couronne ait un effet sur une revendication autochtone ou un droit ancestral. Le demandeur doit établir un lien de causalité entre la mesure ou la décision envisagée par le gouvernement et un effet préjudiciable éventuel sur une revendication autochtone ou un droit ancestral. Un acte fautif commis dans le passé, telle l'omission de consulter, ne suffit pas.

[46] Une approche généreuse et téléologique est aussi de mise à l'égard de ce troisième élément puisque, comme le dit Newman, l'objectif poursuivi est [TRADUCTION] « de reconnaître que les actes touchant un titre aborigène ou un droit ancestral non encore établi, ou des droits issus de traités, peuvent avoir des répercussions irréversibles qui sont incompatibles avec l'honneur de la Couronne » (p. 30, citant l'arrêt *Nation Haïda*, par. 27 et 33). Cependant, de simples répercussions hypothétiques ne suffisent pas. Comme il appert de l'arrêt *R. c. Douglas*, [2007] BCCA 265, 278 D.L.R. (4th) 653, au par. 44, il doit y avoir un [TRADUCTION] « effet préjudiciable important sur la possibilité qu'une Première nation puisse exercer son droit ancestral ». Le préjudice doit toucher l'exercice futur du droit lui-même, et non seulement la position de négociation ultérieure de la Première nation.

[47] L'effet préjudiciable comprend toute répercussion risquant de compromettre une revendication autochtone ou un droit ancestral. Il est souvent de nature physique. Cependant, comme on l'a vu relativement à ce qui constitue une mesure de la Couronne, la décision prise en haut lieu ou la modification structurelle apportée à la gestion de la ressource risque aussi d'avoir un effet préjudiciable sur une revendication autochtone ou un droit ancestral, et ce, même si elle n'a pas d'[TRADUCTION] « effet immédiat sur les terres et les ressources » : Woodward, p. 5-41. La raison en est qu'une telle modification structurelle de la

a contract that transfers power over a resource from the Crown to a private party may remove or reduce the Crown's power to ensure that the resource is developed in a way that respects Aboriginal interests in accordance with the honour of the Crown. The Aboriginal people would thus effectively lose or find diminished their constitutional right to have their interests considered in development decisions. This is an adverse impact: see *Haida Nation*, at paras. 72-73.

[48] An underlying or continuing breach, while remediable in other ways, is not an adverse impact for the purposes of determining whether a particular government decision gives rise to a duty to consult. The duty to consult is designed to prevent damage to Aboriginal claims and rights while claim negotiations are underway: *Haida Nation*, at para. 33. The duty arises when the Crown has *knowledge*, real or constructive, of the potential or actual existence of the Aboriginal right or title “and contemplates conduct that might adversely affect it”: *Haida Nation*, at para. 35 (emphasis added). This test was confirmed by the Court in *Mikisew Cree* in the context of treaty rights, at paras. 33-34.

[49] The question is whether there is a claim or right that potentially may be adversely impacted by the *current* government conduct or decision in question. Prior and continuing breaches, including prior failures to consult, will only trigger a duty to consult if the present decision has the potential of causing a novel adverse impact on a present claim or existing right. This is not to say that there is no remedy for past and continuing breaches, including previous failures to consult. As noted in *Haida Nation*, a breach of the duty to consult may be remedied in various ways, including the awarding of damages. To trigger a fresh duty of consultation — the matter which is here at issue — a contemplated

gestion de la ressource peut ouvrir la voie à d'autres décisions ayant un effet préjudiciable *direct* sur les terres et les ressources. Par exemple, le contrat par lequel la Couronne cède à une partie privée la maîtrise d'une ressource risque de supprimer ou de réduire le pouvoir de la Couronne de faire en sorte que la ressource soit exploitée dans le respect des intérêts autochtones, conformément à l'honneur de la Couronne. Les Autochtones seraient alors dépouillés en tout ou en partie de leur droit constitutionnel de voir leurs intérêts pris en considération dans les décisions de mise en valeur, ce qui constitue un effet préjudiciable : voir l'arrêt *Nation Haïda*, par. 72-73.

[48] Une atteinte sous-jacente ou continue, même si elle ouvre droit à d'autres recours, ne constitue pas un effet préjudiciable lorsqu'il s'agit de déterminer si une décision gouvernementale particulière emporte l'obligation de consulter. La raison d'être de cette obligation est d'empêcher que les revendications autochtones et les droits ancestraux ne soient compromis pendant les négociations auxquelles ils donnent lieu : *Nation Haïda*, par. 33. L'obligation naît lorsque la Couronne a *connaissance*, concrètement ou par imputation, de l'existence potentielle ou réelle du droit ou titre ancestral revendiqué et qu'elle « envisage des mesures susceptibles d'avoir un effet préjudiciable sur celui-ci » : *Nation Haïda*, par. 35 (je souligne). Ce critère est repris par notre Cour relativement à des droits issus de traités dans l'arrêt *Première nation crie Mikisew*, par. 33-34.

[49] Il faut déterminer si une revendication ou un droit est susceptible d'être compromis par la mesure ou la décision *actuelle* du gouvernement. L'atteinte antérieure et continue, y compris l'omission de consulter, ne fait naître l'obligation de consulter que si la décision actuelle risque d'avoir un nouvel effet défavorable sur une revendication actuelle ou un droit existant. Il peut néanmoins y avoir recours pour une atteinte antérieure et continue, y compris l'omission de consulter. Comme le signale la Cour dans l'arrêt *Nation Haïda*, le non-respect de l'obligation de consulter peut donner droit à diverses réparations, dont l'indemnisation. Pour que naisse une nouvelle obligation de

Crown action must put current claims and rights in jeopardy.

[50] Nor does the definition of what constitutes an adverse effect extend to adverse impacts on the negotiating position of an Aboriginal group. The duty to consult, grounded in the need to protect Aboriginal rights and to preserve the future use of the resources claimed by Aboriginal peoples while balancing countervailing Crown interests, no doubt may have the ulterior effect of delaying ongoing development. The duty may thus serve not only as a tool to settle interim resource issues but also, and incidentally, as a tool to achieve longer term compensatory goals. Thus conceived, the duty to consult may be seen as a necessary element in the overall scheme of satisfying the Crown's constitutional duties to Canada's First Nations. However, cut off from its roots in the need to preserve Aboriginal interests, its purpose would be reduced to giving one side in the negotiation process an advantage over the other.

(4) An Alternative Theory of Consultation

[51] As we have seen, the duty to consult arises when: (1) the Crown has knowledge, actual or constructive, of potential aboriginal claims or rights; (2) the Crown proposes conduct or a decision; and (3) that conduct or decision may have an adverse impact on the Aboriginal claims or rights. This requires demonstration of a causal connection between the proposed Crown conduct and a potential adverse impact on an Aboriginal claim or right.

[52] The respondent's submissions are based on a broader view of the duty to consult. It argues that even if the 2007 EPA will have no impact on the Nechako River water levels, the Nechako fisheries

consulter — ce dont il est question en l'espèce —, une mesure envisagée par la Couronne doit mettre en péril une revendication actuelle ou un droit existant.

[50] L'effet préjudiciable ne s'entend pas non plus d'une répercussion négative sur la position de négociation d'un groupe autochtone. L'obligation de consulter, que justifie la nécessité de protéger les droits ancestraux et de préserver l'utilisation ultérieure des ressources revendiquées par les peuples autochtones, compte tenu des intérêts opposés de la Couronne, peut assurément retarder au final la mise en valeur entreprise. Elle peut donc servir non seulement à régler provisoirement une question relative aux ressources, mais aussi, accessoirement, à atteindre un objectif d'indemnisation à long terme. Vue sous cet angle, l'obligation de consulter peut être considérée comme un maillon essentiel du dispositif global permettant à la Couronne de s'acquitter de ses obligations constitutionnelles envers les Premières nations du Canada. Toutefois, dissociée de sa raison d'être qu'est la nécessité de préserver les intérêts autochtones, l'obligation de consulter viserait seulement à favoriser une partie par rapport à une autre dans le processus de négociation.

(4) Interprétation nouvelle de l'obligation de consulter

[51] Rappelons que l'obligation de consulter prend naissance lorsque (1) la Couronne a connaissance, concrètement ou par imputation, de l'existence possible d'une revendication autochtone ou d'un droit ancestral, (2) qu'elle envisage une mesure ou une décision et (3) que cette mesure ou cette décision est susceptible d'avoir un effet préjudiciable sur la revendication autochtone ou le droit ancestral. Il faut donc établir un lien de causalité entre la mesure projetée par la Couronne et l'effet préjudiciable possible sur une revendication autochtone ou un droit ancestral.

[52] L'intimé fonde ses prétentions sur une interprétation plus large de l'obligation de consulter. Il prétend que même si le CAÉ de 2007 n'aura aucun impact sur les niveaux d'eau de la rivière

or the management of the contested resource, the duty to consult may be triggered because the 2007 EPA is part of a larger hydro-electric project which continues to impact its rights. The effect of this proposition is that if the Crown proposes an action, however limited, that relates to a project that impacts Aboriginal claims or rights, a fresh duty to consult arises. The current government action or decision, however inconsequential, becomes the hook that secures and reels in the constitutional duty to consult on the entire resource.

[53] I cannot accept this view of the duty to consult. *Haida Nation* negates such a broad approach. It grounded the duty to consult in the need to preserve Aboriginal rights and claims pending resolution. It confines the duty to consult to adverse impacts flowing from the specific Crown proposal at issue — not to larger adverse impacts of the project of which it is a part. The subject of the consultation is the impact on the claimed rights of the *current* decision under consideration.

[54] The argument for a broader duty to consult invokes the logic of the fruit of the poisoned tree — an evidentiary doctrine that holds that past wrongs preclude the Crown from subsequently benefiting from them. Thus, it is suggested that the failure to consult with the CSTC First Nations on the initial dam and water diversion project prevents any further development of that resource without consulting on the entirety of the resource and its management. Yet, as *Haida Nation* pointed out, the failure to consult gives rise to a variety of remedies, including damages. An order compelling consultation is only appropriate where the proposed Crown conduct, immediate or prospective, may adversely impact on established or claimed rights. Absent this, other remedies may be more appropriate.

Nechako, ses stocks de poissons ou la gestion de la ressource visée par le litige, il peut y avoir obligation de consulter, car le CAÉ de 2007 fait partie d'un projet hydroélectrique qui continue d'avoir des répercussions sur ses droits. Dès lors, si la Couronne projette quelque mesure — aussi modeste soit-elle — se rapportant à un projet qui touche une revendication autochtone ou un droit ancestral, une nouvelle obligation de consulter voit le jour. La mesure ou la décision gouvernementale en cause, qu'elle ait peu de conséquences, voire aucune, devient le fondement de l'obligation constitutionnelle de consulter relativement à la totalité de la ressource.

[53] Je ne peux adhérer à cette interprétation de l'obligation de consulter. L'arrêt *Nation Haïda* écarte une interprétation aussi large. La Cour y fait reposer l'obligation de consulter sur la nécessité de préserver les droits ancestraux allégués jusqu'au règlement des revendications. L'objet de la consultation se limite donc aux seuls effets préjudiciables de la mesure précise projetée par la Couronne, à l'exclusion des effets préjudiciables globaux du projet dont elle fait partie. La consultation s'intéresse à l'effet de la décision *actuellement* considérée sur les droits revendiqués.

[54] La thèse d'une obligation de consulter plus étendue s'appuie sur un principe en matière de preuve — celui du fruit de l'arbre empoisonné — selon lequel la Couronne ne saurait aujourd'hui tirer avantage de ses fautes d'hier. L'intimé prétend donc que l'omission de consulter les Premières nations du CTCS au sujet du projet initial de barrage et de dérivation d'eau empêche toute poursuite de l'exploitation de cette ressource tant qu'il n'y a pas eu consultation sur l'ensemble de la ressource et de sa gestion. Or, comme le fait observer la Cour dans l'arrêt *Nation Haïda*, l'absence de consultation ouvre droit à diverses réparations, y compris l'indemnisation. L'ordonnance de consulter n'est indiquée que lorsque la mesure projetée par la Couronne, qu'elle soit immédiate ou prospective, est susceptible d'avoir un effet préjudiciable sur des droits établis ou revendiqués. Sinon, d'autres réparations peuvent être plus indiquées.

B. *The Role of Tribunals in Consultation*

[55] The duty on a tribunal to consider consultation and the scope of that inquiry depends on the mandate conferred by the legislation that creates the tribunal. Tribunals are confined to the powers conferred on them by their constituent legislation: *R. v. Conway*, 2010 SCC 22, [2010] 1 S.C.R. 765. It follows that the role of particular tribunals in relation to consultation depends on the duties and powers the legislature has conferred on it.

[56] The legislature may choose to delegate to a tribunal the Crown's duty to consult. As noted in *Haida Nation*, it is open to governments to set up regulatory schemes to address the procedural requirements of consultation at different stages of the decision-making process with respect to a resource.

[57] Alternatively, the legislature may choose to confine a tribunal's power to determinations of whether adequate consultation has taken place, as a condition of its statutory decision-making process. In this case, the tribunal is not itself engaged in the consultation. Rather, it is reviewing whether the Crown has discharged its duty to consult with a given First Nation about potential adverse impacts on their Aboriginal interest relevant to the decision at hand.

[58] Tribunals considering resource issues touching on Aboriginal interests may have neither of these duties, one of these duties, or both depending on what responsibilities the legislature has conferred on them. Both the powers of the tribunal to consider questions of law and the remedial powers granted it by the legislature are relevant considerations in determining the contours of that tribunal's jurisdiction: *Conway*. As such, they are also relevant to determining whether a particular tribunal has a duty to consult, a duty to consider consultation, or no duty at all.

[59] The decisions below and the arguments before us at times appear to merge the different

B. *Le rôle du tribunal administratif dans la consultation*

[55] L'obligation du tribunal administratif de se pencher sur la consultation et sur la portée de celle-ci dépend de la mission que lui confie sa loi constitutive. Un tribunal administratif doit s'en tenir à l'exercice des pouvoirs que lui confère sa loi habilitante : *R. c. Conway*, 2010 CSC 22, [2010] 1 R.C.S. 765. Il s'ensuit que le rôle d'un tribunal administratif en ce qui a trait à la consultation tient à ses obligations et à ses attributions légales.

[56] Le législateur peut décider de lui déléguer l'obligation de la Couronne de consulter. Comme le signale la Cour dans l'arrêt *Nation Haida*, il est loisible aux gouvernements de mettre en place des régimes de réglementation fixant les exigences procédurales de la consultation aux différentes étapes du processus décisionnel relatif à une ressource.

[57] Sinon, il peut lui confier le seul pouvoir de décider si une consultation adéquate a eu lieu, l'exercice de ce pouvoir faisant dès lors partie de son processus décisionnel. En pareil cas, le tribunal administratif ne participe pas à la consultation. Il s'assure plutôt que la Couronne s'est acquittée de son obligation de consulter une Première nation en particulier sur un éventuel effet préjudiciable de la décision en cause sur ses droits ancestraux.

[58] Le tribunal administratif appelé à examiner une question ayant trait à une ressource et ayant une incidence sur des intérêts autochtones peut n'avoir ni l'une ni l'autre de ces obligations, n'avoir que l'une d'elles ou avoir les deux, selon les attributions que lui confère le législateur. Tant son pouvoir légal d'examiner une question de droit que celui d'accorder réparation sont pertinents pour circonscrire sa compétence : *Conway*. Ils sont donc aussi pertinents pour déterminer si un tribunal administratif particulier est tenu d'effectuer une consultation ou de se pencher sur la consultation, ou s'il n'a aucune obligation en la matière.

[59] Les décisions des tribunaux inférieurs et les prétentions formulées devant notre Cour paraissent

duties of consultation and its review. In particular, it is suggested that every tribunal with jurisdiction to consider questions of law has a constitutional duty to consider whether adequate consultation has taken place and, if not, to itself fulfill the requirement regardless of whether its constituent statute so provides. The reasoning seems to be that this power flows automatically from the power of the tribunal to consider legal and hence constitutional questions. Lack of consultation amounts to a constitutional vice that vitiates the tribunal's jurisdiction and, in the case before us, makes it inconsistent with the public interest. In order to perform its duty, it must rectify the vice by itself engaging in the missing consultation.

[60] This argument cannot be accepted, in my view. A tribunal has only those powers that are expressly or implicitly conferred on it by statute. In order for a tribunal to have the power to enter into interim resource consultations with a First Nation, pending the final settlement of claims, the tribunal must be expressly or impliedly authorized to do so. The power to engage in consultation itself, as distinct from the jurisdiction to determine whether a duty to consult exists, cannot be inferred from the mere power to consider questions of law. Consultation itself is not a question of law; it is a distinct and often complex constitutional process and, in certain circumstances, a right involving facts, law, policy, and compromise. The tribunal seeking to engage in consultation itself must therefore possess remedial powers necessary to do what it is asked to do in connection with the consultation. The remedial powers of a tribunal will depend on that tribunal's enabling statute, and will require discerning the legislative intent: *Conway*, at para. 82.

[61] A tribunal that has the power to consider the adequacy of consultation, but does not itself have the power to enter into consultations, should provide whatever relief it considers appropriate in the circumstances, in accordance with the remedial powers expressly or impliedly conferred upon it by

parfois amalgamer les différentes obligations en ce qui concerne la consultation et le contrôle de leur exécution. On prétend plus particulièrement que tout tribunal administratif compétent pour examiner une question de droit a l'obligation constitutionnelle de s'assurer qu'il y a eu consultation adéquate et, s'il n'y en a pas eu, de consulter lui-même les intéressés, que sa loi constitutive le prévoit ou non. Le raisonnement veut que ce pouvoir découle automatiquement du pouvoir du tribunal administratif d'examiner des questions de droit et, par conséquent, des questions constitutionnelles. L'absence de consultation équivaldrait à un vice constitutionnel qui annulerait la compétence du tribunal administratif et qui, en l'espèce, la rendrait contraire à l'intérêt public. Pour s'acquitter de son obligation, le tribunal administratif devrait remédier au vice en effectuant lui-même la consultation.

[60] À mon avis, on ne peut faire droit à cette thèse. Un tribunal administratif n'a que les pouvoirs qui lui sont expressément ou implicitement conférés par la loi. Pour qu'il puisse consulter une Première nation au sujet d'une ressource avant le règlement définitif de revendications, il doit y être expressément ou implicitement autorisé. Le pouvoir de consulter, qui est distinct du pouvoir de déterminer s'il existe une obligation de consulter, ne peut être inféré du simple pouvoir d'examiner une question de droit. La consultation comme telle n'est pas une question de droit. Il s'agit d'un processus constitutionnel distinct, souvent complexe, et dans certaines circonstances, d'un droit mettant en jeu faits, droit, politique et compromis. Par conséquent, le tribunal administratif désireux d'effectuer lui-même la consultation doit avoir le pouvoir de réparation nécessaire pour faire ce à quoi on l'exhorte relativement à la consultation. Le pouvoir de réparation d'un tribunal administratif tient à sa loi habilitante et à l'intention du législateur : *Conway*, par. 82.

[61] Le tribunal administratif doté du pouvoir de se prononcer sur le caractère adéquat de la consultation, mais non du pouvoir d'effectuer celle-ci, doit accorder la réparation qu'il juge indiquée dans les circonstances, conformément aux pouvoirs de réparation qui lui sont expressément ou implicitement

statute. The goal is to protect Aboriginal rights and interests and to promote the reconciliation of interests called for in *Haida Nation*.

[62] The fact that administrative tribunals are confined to the powers conferred on them by the legislature, and must confine their analysis and orders to the ambit of the questions before them on a particular application, admittedly raises the concern that governments may effectively avoid their duty to consult by limiting a tribunal's statutory mandate. The fear is that if a tribunal is denied the power to consider consultation issues, or if the power to rule on consultation is split between tribunals so as to prevent any one from effectively dealing with consultation arising from particular government actions, the government might effectively be able to avoid its duty to consult.

[63] As the B.C. Court of Appeal rightly found, the duty to consult with Aboriginal groups, triggered when government decisions have the potential to adversely affect Aboriginal interests, is a constitutional duty invoking the honour of the Crown. It must be met. If the tribunal structure set up by the legislature is incapable of dealing with a decision's potential adverse impacts on Aboriginal interests, then the Aboriginal peoples affected must seek appropriate remedies in the courts: *Haida Nation*, at para. 51.

[64] Before leaving the role of tribunals in relation to consultation, it may be useful to review the standard of review that courts should apply in addressing the decisions of tribunals. The starting point is *Haida Nation*, at para. 61:

The existence or extent of the duty to consult or accommodate is a legal question in the sense that it defines a legal duty. However, it is typically premised on an assessment of the facts. It follows that a degree of deference to the findings of fact of the initial adjudicator may be appropriate. . . . Absent error on legal issues, the tribunal may be in a better position to evaluate the issue than the reviewing court, and some degree of

conférés par sa loi habilitante. L'objectif est de protéger les droits et les intérêts des Autochtones et de favoriser la conciliation d'intérêts que préconise notre Cour dans l'arrêt *Nation Haïda*.

[62] Qu'un tribunal administratif doive s'en tenir à l'exercice de ses pouvoirs légaux et ne faire porter son analyse et ses décisions que sur les questions particulières dont il est saisi comporte certes le risque qu'un gouvernement se soustraie de fait à l'obligation de consulter en limitant le mandat d'un tribunal administratif. On peut craindre en effet qu'en privant un tribunal administratif du pouvoir d'examiner les questions relatives à la consultation ou en répartissant le pouvoir de statuer en la matière entre plusieurs tribunaux administratifs de manière qu'aucun d'eux ne puisse se pencher sur l'obligation de consulter que font naître certaines mesures gouvernementales, le gouvernement se soustraie de fait à cette obligation.

[63] Comme le conclut à juste titre la Cour d'appel, l'obligation de consulter les peuples autochtones, qui naît lorsque le gouvernement prend une décision susceptible d'avoir un effet préjudiciable sur leurs intérêts, est une obligation constitutionnelle qui fait intervenir l'honneur de la Couronne et qui doit être respectée. Si le régime administratif mis en place par le législateur ne peut remédier aux éventuels effets préjudiciables d'une décision sur des intérêts autochtones, les Premières nations touchées doivent alors s'adresser à une cour de justice pour obtenir la réparation voulue : *Nation Haïda*, par. 51.

[64] Avant de passer au volet suivant de l'analyse, il me paraît indiqué de préciser quelle norme de contrôle s'applique à la décision du tribunal administratif. Prenons comme point de départ le par. 61 de l'arrêt *Nation Haïda* :

L'existence et l'étendue de l'obligation de consulter ou d'accommoder sont des questions de droit en ce sens qu'elles définissent une obligation légale. Cependant, la réponse à ces questions repose habituellement sur l'appréciation des faits. Il se peut donc qu'il convienne de faire preuve de déférence à l'égard des conclusions de fait du premier décideur. [. . .] En l'absence d'erreur sur des questions de droit, il est possible que le tribunal

deference may be required. In such a case, the standard of review is likely to be reasonableness. To the extent that the issue is one of pure law, and can be isolated from the issues of fact, the standard is correctness. However, where the two are inextricably entwined, the standard will likely be reasonableness

[65] It is therefore clear that some deference is appropriate on matters of mixed fact and law, invoking the standard of reasonableness. This, of course, does not displace the need to take express legislative intention into account in determining the appropriate standard of review on particular issues: *Canada (Citizenship and Immigration) v. Khosa*, 2009 SCC 12, [2009] 1 S.C.R. 339. It follows that it is necessary in this case to consider the provisions of the *Administrative Tribunals Act* and the *Utilities Commission Act* in determining the appropriate standard of review, as will be discussed more fully below.

C. *The Commission's Jurisdiction to Consider Consultation*

[66] Having considered the law governing when a duty to consult arises and the role of tribunals in relation to the duty to consult, I return to the questions at issue on appeal.

[67] The first question is whether consideration of the duty to consult was within the mandate of the Commission. This being an issue of jurisdiction, the standard of review at common law is correctness. The relevant statutes, discussed earlier, do not displace that standard. I therefore agree with the Court of Appeal that the Commission did not err in concluding that it had the power to consider the issue of consultation.

[68] As discussed above, issues of consultation between the Crown and Aboriginal groups arise from s. 35 of the *Constitution Act, 1982*. They therefore have a constitutional dimension. The question is whether the Commission possessed the power to

administratif soit mieux placé que le tribunal de révision pour étudier la question, auquel cas une certaine déférence peut s'imposer. Dans ce cas, la norme de contrôle applicable est vraisemblablement la norme de la décision raisonnable. Dans la mesure où la question est une question de droit pur et peut être isolée des questions de fait, la norme applicable est celle de la décision correcte. Toutefois, lorsque les deux types de questions sont inextricablement liées entre elles, la norme de contrôle applicable est vraisemblablement celle de la décision raisonnable . . .

[65] Il est donc clair qu'une certaine déférence s'impose à l'égard d'une décision sur une question mixte de fait et de droit, d'où l'application de la norme de la raisonabilité. Ce qui n'écarte évidemment pas la nécessité de tenir compte de l'intention expresse du législateur pour déterminer la norme de contrôle qu'il convient d'appliquer dans un cas donné : *Canada (Citoyenneté et Immigration) c. Khosa*, 2009 CSC 12, [2009] 1 R.C.S. 339. Il faut donc, en l'espèce, considérer les dispositions de l'*Administrative Tribunals Act* et de la *Utilities Commission Act* pour arrêter la bonne norme de contrôle, ce dont il est question plus en détail ci-après.

C. *Le pouvoir de la Commission de se pencher sur la consultation*

[66] Après examen du droit régissant l'existence de l'obligation de consulter et le rôle du tribunal administratif relativement à celle-ci, je reviens sur les questions en litige dans le pourvoi.

[67] D'abord, l'examen de l'obligation de consulter relevait-elle du mandat de la Commission? S'agissant d'une question de compétence, la norme de contrôle est, en common law, celle de la décision correcte. Les lois applicables considérées précédemment n'écartent pas cette norme. Je conviens donc avec la Cour d'appel que la Commission n'a pas eu tort de conclure qu'elle avait le pouvoir de se pencher sur la question de la consultation.

[68] Rappelons que la consultation des peuples autochtones par la Couronne découle de l'art. 35 de la *Loi constitutionnelle de 1982*, de sorte qu'elle revêt une dimension constitutionnelle. Il faut déterminer si la Commission avait le pouvoir d'en faire

consider such an issue. As discussed, above, tribunals are confined to the powers conferred on them by the legislature: *Conway*. We must therefore ask whether the *Utilities Commission Act* conferred on the Commission the power to consider the issue of consultation, grounded as it is in the Constitution.

[69] It is common ground that the *Utilities Commission Act* empowers the Commission to decide questions of law in the course of determining whether the 2007 EPA is in the public interest. The power to decide questions of law implies a power to decide constitutional issues that are properly before it, absent a clear demonstration that the legislature intended to exclude such jurisdiction from the tribunal's power (*Conway*, at para. 81; *Paul v. British Columbia (Forest Appeals Commission)*, 2003 SCC 55, [2003] 2 S.C.R. 585, at para. 39). “[S]pecialized tribunals with both the expertise and authority to decide questions of law are in the best position to hear and decide constitutional questions related to their statutory mandates”: *Conway*, at para. 6.

[70] Beyond its general power to consider questions of law, the factors the Commission is required to consider under s. 71 of the *Utilities Commission Act*, while focused mainly on economic issues, are broad enough to include the issue of Crown consultation with Aboriginal groups. At the time, s. 71(2)(e) required the Commission to consider “any other factor that the commission considers relevant to the public interest”. The constitutional dimension of the duty to consult gives rise to a special public interest, surpassing the dominantly economic focus of the consultation under the *Utilities Commission Act*. As Donald J.A. asked, “How can a contract formed by a Crown agent in breach of a constitutional duty be in the public interest?” (para. 42).

[71] This conclusion is not altered by the *Administrative Tribunals Act*, which provides that a tribunal does not have jurisdiction over

un objet de son examen. Je le répète, un tribunal administratif doit s'en tenir à l'exercice des pouvoirs conférés par le législateur : arrêt *Conway*. Nous devons donc nous demander si la *Utilities Commission Act* reconnaissait à la Commission le pouvoir d'examiner la question de la consultation du fait de l'assise constitutionnelle de celle-ci.

[69] Il est reconnu que la *Utilities Commission Act* investit la Commission du pouvoir de trancher des questions de droit aux fins de déterminer si le CAÉ de 2007 sert l'intérêt public. Le pouvoir d'un tribunal administratif de statuer en droit emporte celui de trancher une question constitutionnelle dont il est régulièrement saisi, sauf lorsqu'il est clairement établi que le législateur a voulu le priver d'un tel pouvoir (*Conway*, par. 81; *Paul c. Colombie-Britannique (Forest Appeals Commission)*, 2003 CSC 55, [2003] 2 R.C.S. 585, par. 39). « [U]n tribunal spécialisé jouissant à la fois de l'expertise et du pouvoir requis pour trancher une question de droit est le mieux placé pour trancher une question constitutionnelle se rapportant à son mandat légal » : *Conway*, par. 6.

[70] Outre les questions de droit qu'elle a le pouvoir général d'examiner, les éléments dont la Commission doit tenir compte suivant l'art. 71 de la *Utilities Commission Act*, bien qu'ils soient surtout axés sur l'économie, sont suffisamment généraux pour englober la consultation des Autochtones par la Couronne. L'alinéa 71(2)(e) exigeait aussi de la Commission qu'elle tienne compte de [TRADUCTION] « tout autre élément jugé pertinent eu égard à l'intérêt public ». L'aspect constitutionnel de l'obligation de consulter fait naître un intérêt public spécial qui écarte la prédominance de l'angle économique dans la consultation prévue par la *Utilities Commission Act*. Comme le demande le juge Donald de la Cour d'appel, [TRADUCTION] « Comment un contrat conclu par un mandataire de la Couronne dans le non-respect d'une obligation constitutionnelle peut-il être dans l'intérêt public? » (par. 42).

[71] L'*Administrative Tribunals Act* de la Colombie-Britannique ne modifie pas cette conclusion même si elle prévoit qu'un tribunal administratif

constitutional matters. Section 2(4) of the *Utilities Commission Act* makes certain sections of the *Administrative Tribunals Act* applicable to the Commission. This includes s. 44(1) which provides that “[t]he tribunal does not have jurisdiction over constitutional questions.” However, “constitutional question” is defined narrowly in s. 1 of the *Administrative Tribunals Act* as “any question that requires notice to be given under section 8 of the *Constitutional Question Act*”. Notice is required only for challenges to the constitutional validity or constitutional applicability of any law, or are application for a constitutional remedy.

[72] The application to the Commission by the CSTC for a rescoping order to address consultation issues does not fall within this definition. It is not a challenge to the constitutional validity or applicability of a law, nor a claim for a constitutional remedy under s. 24 of the *Charter* or s. 52 of the *Constitution Act, 1982*. In broad terms, consultation under s. 35 of the *Constitution Act, 1982* is a constitutional question: *Paul*, para. 38. However, the provisions of the *Administrative Tribunals Act* and the *Constitutional Question Act* do not indicate a clear intention on the part of the legislature to exclude from the Commission’s jurisdiction the duty to consider whether the Crown has discharged its duty to consult with holders of relevant Aboriginal interests. It follows that, in applying the test articulated in *Paul* and *Conway*, the Commission has the constitutional jurisdiction to consider the adequacy of Crown consultation in relation to matters properly before it.

[73] For these reasons, I conclude that the Commission had the power to consider whether adequate consultation with concerned Aboriginal peoples had taken place.

[74] While the *Utilities Commission Act* conferred on the Commission the power to consider whether adequate consultation had taken place,

n’a pas compétence en matière constitutionnelle. Le paragraphe 2(4) de la *Utilities Commission Act* assujettit la Commission à certaines dispositions de l’*Administrative Tribunals Act*, dont le par. 44(1), qui dispose qu’[TRADUCTION] « [u]n tribunal administratif n’a pas compétence pour trancher une question constitutionnelle. » Or, le terme [TRADUCTION] « question constitutionnelle » est défini de manière stricte à l’article premier comme s’entendant de « toute question exigeant qu’un avis soit donnée en application de l’article 8 de la *Constitutional Question Act* ». L’avis n’est requis que lorsque la validité ou l’applicabilité constitutionnelle d’une loi est contestée ou qu’une réparation constitutionnelle est demandée.

[72] L’objet de la demande présentée à la Commission par le CTCS pour que le cadre de l’audience soit redéfini de manière à englober la question de la consultation ne correspond pas à cette définition. Il n’y avait ni contestation de la validité ou de l’applicabilité constitutionnelle d’une loi, ni demande de réparation fondée sur l’art. 24 de la *Charte* ou l’art. 52 de la *Loi constitutionnelle de 1982*. De manière générale, la consultation visée à l’art. 35 de la *Loi constitutionnelle de 1982* correspond à une question constitutionnelle : *Paul*, par. 38. Toutefois, l’intention du législateur de soustraire à la compétence de la Commission la question de savoir si la Couronne s’est acquittée de son obligation de consulter les titulaires des droits ancestraux en cause ne ressort ni de l’*Administrative Tribunals Act* ni de la *Constitutional Question Act*. Dès lors, suivant le critère dégagé dans les arrêts *Paul* et *Conway*, la Commission a compétence constitutionnelle pour se pencher sur le caractère adéquat de la consultation effectuée par la Couronne relativement aux questions dont elle est régulièrement saisie.

[73] C’est pourquoi j’estime que la Commission avait le pouvoir de déterminer si les peuples autochtones touchés avaient été convenablement consultés.

[74] Même si la *Utilities Commission Act* confère à la Commission le pouvoir de déterminer si une consultation adéquate a eu lieu, elle ne va pas jusqu’à

its language did not extend to empowering the Commission to engage in consultations in order to discharge the Crown's constitutional obligation to consult. As discussed above, legislatures may delegate the Crown's duty to consult to tribunals. However, the Legislature did not do so in the case of the Commission. Consultation itself is not a question of law, but a distinct constitutional process requiring powers to effect compromise and do whatever is necessary to achieve reconciliation of divergent Crown and Aboriginal interests. The Commission's power to consider questions of law and matters relevant to the public interest does not empower it to itself engage in consultation with Aboriginal groups.

[75] As the Court of Appeal rightly found, the duty to consult with Aboriginal groups, triggered when government decisions have the potential to adversely affect Aboriginal interests, is a constitutional duty invoking the honour of the Crown. It must be met. If the tribunal structure set up by the Legislature is incapable of dealing with a decision's potential adverse impacts on Aboriginal interests, then the Aboriginal peoples affected must seek appropriate remedies in the courts: *Haida Nation*, at para. 51.

D. *The Commission's Reconsideration Decision*

[76] The Commission correctly accepted that it had the power to consider the adequacy of consultation with Aboriginal groups. The reason it decided it would not consider this issue was not for want of power, but because it concluded that the consultation issue could not arise, given its finding that the 2007 EPA would not adversely affect any Aboriginal interest.

[77] As reviewed earlier in these reasons, the Commission held a hearing into the issue of whether the main hearing should be rescoped to permit exploration of the consultation issue. The evidence at this hearing was directed to the issue

l'autoriser à entreprendre elle-même la consultation et à s'acquitter de l'obligation constitutionnelle de la Couronne. Je rappelle que le législateur peut déléguer à un tribunal administratif l'obligation de la Couronne de consulter. Toutefois, en l'espèce, il ne l'a pas fait vis-à-vis de la Commission. La consultation ne constitue pas comme telle une question de droit, mais une démarche constitutionnelle distincte exigeant le pouvoir de transiger et d'accomplir tout ce qui est nécessaire pour concilier les intérêts divergents de la Couronne et des Autochtones. Le pouvoir de la Commission d'examiner les questions de droit et tout élément pertinent pour ce qui concerne l'intérêt public ne l'autorise pas à entreprendre elle-même la consultation des groupes autochtones.

[75] Comme le conclut à juste titre la Cour d'appel, l'obligation de consulter les peuples autochtones, qui naît lorsque le gouvernement prend une décision susceptible d'avoir un effet préjudiciable sur leurs intérêts, est une obligation constitutionnelle qui fait intervenir l'honneur de la Couronne et qui doit être respectée. Lorsque le régime administratif mis en place par le législateur ne peut remédier aux éventuels effets préjudiciables d'une décision sur des intérêts autochtones, les Premières nations touchées doivent s'adresser à une cour de justice pour obtenir la réparation voulue : *Nation Haida*, par. 51.

D. *La décision de la Commission sur la demande de révision*

[76] La Commission a reconnu à juste titre avoir le pouvoir d'examiner le caractère adéquat de la consultation des groupes autochtones. Elle a décidé de ne pas se pencher sur la question non pas parce qu'elle n'en avait pas le pouvoir, mais parce qu'elle estimait que la question ne pouvait se poser étant donné sa conclusion que le CAÉ de 2007 n'aurait pas d'effet préjudiciable sur quelque intérêt autochtone.

[77] Comme nous l'avons vu, la Commission a tenu une audience sur la question de savoir s'il fallait recadrer l'audience principale de manière à permettre l'examen de la question de la consultation. La preuve alors produite portait sur l'effet

of whether approval of the 2007 EPA would have any adverse impact on the interests of the CSTC First Nations. The Commission considered both the impact of the 2007 EPA on river levels (physical impact) and on the management and control of the resource. The Commission concluded that the 2007 EPA would not have any adverse physical impact on the Nechako River and its fishery. It also concluded that the 2007 EPA did not “transfer or change control of licenses or authorization”, negating adverse impacts from management or control changes. The Commission held that an underlying infringement (i.e. failure to consult on the initial project) was not sufficient to trigger a duty to consult. It therefore dismissed the application for reconsideration and declined to rescope the hearing to include consultation issues.

[78] The determination that rescoping was not required because the 2007 EPA could not affect Aboriginal interests is a mixed question of fact and law. As directed by *Haida Nation*, the standard of review applicable to this type of decision is normally reasonableness (understood in the sense that any conclusion resting on incorrect legal principles of law would not be reasonable). However, the provisions of the relevant statutes, discussed earlier, must be considered. The *Utilities Commission Act* provides that the Commission’s findings of fact are “binding and conclusive”, attracting a patently unreasonable standard under the *Administrative Tribunals Act*. Questions of law must be correctly decided. The question before us is a question of mixed fact and law. It falls between the legislated standards and thus attracts the common law standard of “reasonableness” as set out in *Haida Nation* and *Dunsmuir v. New Brunswick*, 2008 SCC 9, [2008] 1 S.C.R. 190.

[79] A duty to consult arises, as set out above, when there is: (a) knowledge, actual or constructive, by the Crown of a potential Aboriginal claim or right, (b) contemplated Crown conduct, and (c) the potential that the contemplated conduct may

préjudiciable éventuel de l’approbation du CAÉ de 2007 sur les intérêts des Premières nations du CTCS. La Commission a examiné l’effet du CAÉ de 2007 tant sur les niveaux d’eau (impact physique) que sur la gestion de la ressource et sa maîtrise. Elle a conclu que le CAÉ de 2007 n’aurait aucun impact physique négatif sur la rivière Nechako et ses ressources halieutiques. Elle a aussi estimé que le CAÉ de 2007 n’entraînerait [TRADUCTION] « ni transfert ni modification des licences ou des autorisations », écartant du coup tout effet préjudiciable causé par une modification touchant à la gestion ou à la maîtrise. Selon elle, une atteinte sous-jacente (soit l’omission de consulter relativement au projet initial) ne suffisait pas pour faire naître une obligation de consulter. Elle a donc rejeté la demande de révision et refusé de recadrer l’audience de manière que celle-ci porte aussi sur la consultation.

[78] La décision selon laquelle le recadrage n’était pas nécessaire parce que le CAÉ de 2007 ne pouvait avoir d’incidence sur des intérêts autochtones porte sur une question mixte de fait et de droit. Suivant l’arrêt *Nation Haida*, la norme de contrôle applicable à ce genre de décision est habituellement celle de la raisonnable (au sens où toute conclusion fondée sur un principe de droit erroné n’est pas raisonnable). Cependant, il faut tenir compte des dispositions des lois applicables examinées précédemment. La *Utilities Commission Act* prévoit que les conclusions de fait de la Commission sont [TRADUCTION] « opposables et définitives », ce qui appelle la norme de la décision manifestement déraisonnable suivant l’*Administrative Tribunals Act*. La décision portant sur une question de droit doit être correcte. Or, la question dont nous sommes saisis est une question mixte de fait et de droit. Elle appelle une norme se situant entre celles établies par la loi, à savoir la norme de la raisonnable, issue de la common law et consacrée par les arrêts *Nation Haida* et *Dunsmuir c. Nouveau-Brunswick*, 2008 CSC 9, [2008] 1 R.C.S. 190.

[79] Rappelons que l’obligation de consulter prend naissance lorsque les éléments suivants sont réunis : a) connaissance par la Couronne, réelle ou imputée, de l’existence possible d’une revendication autochtone ou d’un droit ancestral, b) mesure

adversely affect the Aboriginal claim or right. If, in applying the test set out in *Haida Nation*, it is arguable that a duty to consult could arise, the Commission would have been wrong to dismiss the rescoping order.

[80] The first element of the duty to consult — Crown knowledge of a potential Aboriginal claim or right — need not detain us. The CSTC First Nations' claims were well-known to the Crown; indeed, it was lodged in the Province's formal claims resolution process.

[81] Nor need the second element — proposed Crown conduct or decision — detain us. BC Hydro's proposal to enter into an agreement to purchase electricity from Alcan is clearly proposed Crown conduct. BC Hydro is a Crown corporation. It acts in place of the Crown. No one seriously argues that the 2007 EPA does not represent a proposed action of the Province of British Columbia.

[82] The third element — adverse impact on an Aboriginal claim or right caused by the Crown conduct — presents greater difficulty. The Commission, referring to *Haida Nation*, took the view that to meet the adverse impact requirement, "more than just an underlying infringement" was required. In other words, it must be shown that the 2007 EPA could "adversely affect" a current Aboriginal interest. The Court of Appeal rejected, or must be taken to have rejected, the Commission's view of the matter.

[83] In my view, the Commission was correct in concluding that an underlying infringement in and of itself would not constitute an adverse impact giving rise to a duty to consult. As discussed above, the constitutional foundation of consultation articulated in *Haida Nation* is the potential for adverse impacts on Aboriginal interests of state-authorized

projetée par la Couronne et c) risque que celle-ci ait un effet préjudiciable sur la revendication ou le droit. Si, au regard du critère établi dans l'arrêt *Nation Haïda*, on peut soutenir qu'une obligation de consulter pouvait exister, la Commission a eu tort de rejeter la demande de recadrage de l'audience.

[80] Il n'y a pas lieu de s'arrêter au premier élément — la connaissance par la Couronne de l'existence possible d'une revendication autochtone ou d'un droit ancestral. Les revendications des Premières nations du CTCS étaient bien connues de la Couronne et avaient en fait été formulées dans le cadre du processus formel mis sur pied par la province pour le règlement des revendications autochtones.

[81] Il n'y a pas lieu non plus de s'attarder au deuxième élément — la mesure ou la décision projetée par la Couronne. Le projet de BC Hydro de conclure avec Alcan un contrat d'achat d'électricité constitue clairement une mesure projetée par la Couronne. BC Hydro est une société d'État qui agit au nom de la Couronne. Nul ne prétend sérieusement que le CAÉ de 2007 n'équivaut pas à une mesure projetée par la province de la Colombie-Britannique.

[82] Le troisième élément — l'effet préjudiciable de la mesure de la Couronne sur une revendication autochtone ou un droit ancestral — présente une plus grande difficulté. S'appuyant sur l'arrêt *Nation Haïda*, la Commission a estimé que pour satisfaire à l'exigence de l'effet préjudiciable, il fallait [TRADUCTION] « davantage qu'une atteinte sous-jacente ». En d'autres termes, il fallait démontrer que le CAÉ de 2007 était susceptible d'avoir un « effet préjudiciable » sur un intérêt autochtone actuel. La Cour d'appel rejette le point de vue de la Commission sur ce point, ou c'est du moins ce qu'il faut retenir de sa décision.

[83] À mon sens, la Commission a eu raison de conclure qu'une atteinte sous-jacente ne constitue pas comme telle un effet préjudiciable faisant naître une obligation de consulter. Nous l'avons vu, il appert de l'arrêt *Nation Haïda* que le fondement constitutionnel de la consultation réside dans le risque qu'un projet autorisé par l'État ait

developments. Consultation centres on how the resource is to be developed in a way that prevents irreversible harm to existing Aboriginal interests. Both parties must meet in good faith, in a balanced manner that reflects the honour of the Crown, to discuss development with a view to accommodation of the conflicting interests. Such a conversation is impossible where the resource has long since been altered and the present government conduct or decision does not have any further impact on the resource. The issue then is not consultation about the further development of the resource, but negotiation about compensation for its alteration without having properly consulted in the past. The Commission applied the correct legal test.

[84] It was argued that the Crown breached the rights of the CSTC when it allowed the Kenney Dam and electricity production powerhouse with their attendant impacts on the Nechako River to be built in the 1950s and that this breach is ongoing and shows no sign of ceasing in the foreseeable future. But the issue before the Commission was whether a fresh duty to consult could arise *with respect to the Crown decision before the Commission*. The question was whether the 2007 EPA could *adversely* impact the claim or rights advanced by the CSTC First Nations in the ongoing claims process. The issue of ongoing and continuing breach was not before the Commission, given its limited mandate, and is therefore not before this Court.

[85] What then is the potential impact of the 2007 EPA on the claims of the CSTC First Nations? The Commission held there could be none. The question is whether this conclusion was reasonable based on the evidence before the Commission on the rescoping inquiry.

[86] The Commission considered two types of potential impacts. The first type of impact was the

un effet préjudiciable sur des intérêts autochtones. La consultation porte principalement sur la façon dont la ressource doit être exploitée pour qu'un préjudice irréparable ne soit pas infligé aux intérêts autochtones existants. Les deux parties doivent se rencontrer de bonne foi, dans un climat de mesure compatible avec l'honneur de la Couronne, pour discuter de mise en valeur dans une optique de conciliation des intérêts divergents. Or, un tel échange est impossible lorsque la ressource est transformée depuis longtemps et que la mesure ou la décision actuelle du gouvernement n'a plus aucune incidence sur elle. Il ne s'agit plus dès lors de consulter sur l'exploitation ultérieure de la ressource, mais plutôt de négocier une indemnisation pour sa transformation intervenue sans consultation adéquate préalable. La Commission a appliqué le bon critère juridique.

[84] Le CTCS fait valoir que la Couronne a porté atteinte à ses droits lorsque, dans les années 1950, elle a autorisé la construction du barrage Kenney et de la centrale électrique, qui a eu des répercussions sur la rivière Nechako, et que cette atteinte est continue et que rien ne permet de croire qu'elle cessera dans un avenir prévisible. Cependant, la question que devait trancher la Commission était celle de savoir si une nouvelle obligation de consulter pouvait prendre naissance à l'égard de la décision de la Couronne dont était saisie la Commission. Il lui fallait déterminer si le CAÉ de 2007 pouvait avoir un effet *préjudiciable* sur les droits revendiqués par les Premières nations du CTCS dans le cadre du processus de règlement en cours. Étant donné les limites de son mandat, la Commission n'était pas saisie de la question de l'atteinte continue et se poursuivant toujours, en sorte que notre Cour ne l'est pas non plus.

[85] Quel est donc l'impact possible du CAÉ de 2007 sur les revendications des Premières nations du CTCS? La Commission a conclu qu'il ne pouvait y en avoir. La question est donc celle de savoir si la conclusion était raisonnable au vu de la preuve offerte à l'appui de la demande de recadrage.

[86] La Commission a considéré deux types d'effet possible. Le premier était l'impact physique du

physical impact of the 2007 EPA on the Nechako River and thus on the fishery. The Commission conducted a detailed review of the evidence on the impact the 2007 EPA could have on the river's water levels and concluded it would have none. This was because the levels of water on the river were entirely governed by the water licence and the 1987 agreement between the Province, Canada, and Alcan. The Commission rejected the argument that not approving the 2007 EPA could potentially raise water levels in the Nechako River, to the benefit of the fishery, on the basis of uncontradicted evidence that if Alcan could not sell its excess electricity to BC Hydro it would sell it elsewhere. The Commission concluded that with or without the 2007 EPA, "Alcan operates the Nechako Reservoir to optimize power generation". Finally, the Commission concluded that changes in the timing of water releases for power generation have no effect on water levels in the Nechako River because water releases for power generation flow into the Kemano River to the west, rather than the Nechako River to the east.

[87] The Commission also considered whether the 2007 EPA might bring about organizational, policy, or managerial changes that might adversely affect the claims or rights of the CSTC First Nations. As discussed above, a duty to consult may arise not only with respect to specific physical impacts, but with respect to high-level managerial or policy decisions that may potentially affect the future exploitation of a resource to the detriment of Aboriginal claimants. It noted that a "section 71 review does not approve, transfer or change control of licenses or authorization". Approval of the 2007 EPA would not effect management changes, ruling out any attendant adverse impact. This, plus the absence of physical impact, led the Commission to conclude that the 2007 EPA had no potential to adversely impact on Aboriginal interests.

CAÉ de 2007 sur la rivière Nechako et, par conséquent, sur le poisson. La Commission a examiné minutieusement les éléments de preuve sur les effets que le CAÉ de 2007 pouvait avoir sur les niveaux d'eau de la rivière et elle a conclu qu'il n'y en aurait pas. En fait, les niveaux d'eau de la rivière relevaient entièrement du permis d'exploitation hydraulique et de l'accord de 1987 intervenu entre la province, le Canada et Alcan. La Commission a rejeté l'argument voulant que l'omission d'approuver le CAÉ de 2007 puisse entraîner une augmentation des niveaux d'eau de la rivière Nechako, et favoriser ainsi la pêche, eu égard à la preuve non contredite selon laquelle si Alcan ne pouvait vendre ses surplus d'électricité à BC Hydro, elle trouverait un autre preneur. Elle a conclu qu'avec ou sans le CAÉ de 2007, [TRADUCTION] « Alcan exploite le réservoir Nechako dans le but d'optimiser la production d'énergie ». Enfin, la Commission a conclu que la modification du calendrier des lâchers d'eau destinés à la production d'électricité n'avait aucun impact sur les niveaux d'eau de la rivière Nechako puisque l'eau était déversée dans la rivière Kemano à l'ouest, et non dans la Nechako à l'est.

[87] La Commission s'est aussi penchée sur la question de savoir si le CAÉ de 2007 pouvait entraîner des changements organisationnels, politiques ou de gestion susceptibles d'avoir un effet préjudiciable sur les revendications ou les droits des Premières nations du CTCS. Je le répète, il peut y avoir obligation de consulter à l'égard non seulement d'impacts physiques particuliers, mais aussi de décisions de gestion ou politiques qui sont prises en haut lieu et qui peuvent avoir une incidence sur l'exploitation future de la ressource au détriment des demandeurs autochtones. La Commission fait remarquer que l'[TRADUCTION] « examen visé à l'art. 71 n'a pas pour effet d'approuver ou de transférer une licence ou une autorisation ou d'en modifier le titulaire ». L'approbation du CAÉ de 2007 n'allait pas entraîner de changements de gestion, ce qui écartait tout effet préjudiciable concomitant. Ces éléments, joints à l'absence d'impact physique, ont amené la Commission à conclure que le CAÉ de 2007 ne risquait pas d'avoir un effet préjudiciable sur des intérêts autochtones.

[88] It is necessary, however, to delve further. The 2007 EPA calls for the creation of a Joint Operating Committee, with representatives of Alcan and BC Hydro (s. 4.13). The duties of the committee are to provide advice to the parties regarding the administration of the 2007 EPA and to perform other functions that may be specified or that the parties may direct (s. 4.14). The 2007 EPA also provides that the parties will jointly develop, maintain, and update a reservoir operating model based on Alcan's existing operating model and "using input data acceptable to both Parties, acting reasonably" (s. 4.17).

[89] The question is whether these clauses amount to an authorization of organizational changes that have the potential to adversely impact on Aboriginal interests. Clearly the Commission did not think so. But our task is to examine that conclusion and ask whether this view of the Commission was reasonable, bearing in mind the generous approach that should be taken to the duty to consult, grounded in the honour of the Crown.

[90] Assuming that the creation of the Joint Operating Committee and the ongoing reservoir operation plan can be viewed as organizational changes effected by the 2007 EPA, the question is whether they have the potential to adversely impact the claims or rights of the CSTC First Nations. In cases where adverse impact giving rise to a duty to consult has been found as a consequence of organizational or power-structure changes, it has generally been on the basis that the operational decision at stake may affect the Crown's future ability to deal honourably with Aboriginal interests. Thus, in *Haida Nation*, the Crown proposed to enter into a long-term timber sale contract with Weyerhaeuser. By entering into the contract, the Crown would have reduced its power to control logging of trees, some of them old growth forest, and hence its ability to exercise decision making over the forest consistent with the honour of the Crown. The resource would have been harvested without the consultation discharge that the honour of the Crown required. The Haida people would have been robbed of their

[88] Il est toutefois nécessaire de pousser quelque peu l'analyse. Le CAÉ de 2007 prévoit la création d'un comité conjoint d'exploitation formé de représentants d'Alcan et de BC Hydro (clause 4.13). Le comité a pour fonction de conseiller les parties sur l'administration du CAÉ de 2007 et d'accomplir d'autres tâches qui sont précisées ou que lui assignent les parties (clause 4.14). Le CAÉ de 2007 prévoit aussi que, conjointement, les parties élaborent, appliquent et actualisent un modèle d'exploitation du réservoir inspiré de celui d'Alcan et [TRADUCTION] « utilisant des données jugées acceptables par les deux parties, qui sont tenues de se montrer raisonnables » (clause 4.17).

[89] La question est celle de savoir si ces clauses équivalent à autoriser des modifications d'ordre organisationnel qui sont susceptibles d'avoir un effet préjudiciable sur des intérêts autochtones. La Commission ne le croit manifestement pas. Or, il nous faut examiner cette conclusion et nous demander si elle est raisonnable eu égard à l'approche généreuse qui s'impose relativement à l'obligation de consulter, laquelle a pour assise l'honneur de la Couronne.

[90] À supposer que la création du comité conjoint et du modèle d'exploitation du réservoir existant puissent être considérés comme des modifications d'ordre organisationnel apportées par le CAÉ de 2007, la question est celle de savoir si ces dernières sont susceptibles d'avoir un effet préjudiciable sur les revendications ou les droits des Premières nations du CTCS. Lorsqu'il est établi que l'effet préjudiciable faisant naître l'obligation de consulter résulte d'une modification de l'organisation, notamment celle du pouvoir, c'est généralement parce que la décision opérationnelle en cause risque dès lors d'empêcher la Couronne d'agir honorablement à l'égard des intérêts autochtones. Ainsi, dans l'affaire *Nation Haida*, la Couronne projetait la conclusion avec Weyerhaeuser d'un contrat à long terme de vente de bois d'œuvre. En concluant le contrat, la Couronne réduisait sa maîtrise de l'exploitation forestière, notamment dans certaines vieilles forêts, et, partant, sa faculté d'exercer son pouvoir décisionnel en la matière de façon conforme à l'honneur de la Couronne. La ressource aurait été

constitutional entitlement. A more telling adverse impact on Aboriginal interests is difficult to conceive.

[91] By contrast, in this case, the Crown remains present on the Joint Operating Committee and as a participant in the reservoir operating model. Charged with the duty to act in accordance with the honour of Crown, BC Hydro's representatives would be required to take into account and consult as necessary with affected Aboriginal groups insofar as any decisions taken in the future have the potential to adversely affect them. The CSTC First Nations' right to Crown consultation on any decisions that would adversely affect their claims or rights would be maintained. I add that the honour of the Crown would require BC Hydro to give the CSTC First Nations notice of any decisions under the 2007 EPA that have the potential to adversely affect their claims or rights.

[92] This ongoing right to consultation on future changes capable of adversely impacting Aboriginal rights does not undermine the validity of the Commission's decision on the narrow issue before it: whether approval of the 2007 EPA could have an adverse impact on claims or rights of the CSTC First Nations. The Commission correctly answered that question in the negative. The uncontradicted evidence established that Alcan would continue to produce electricity at the same rates *regardless of whether the 2007 EPA is approved or not*, and that Alcan will sell its power elsewhere if BC Hydro does not buy it, as is their entitlement under Final Water Licence No. 102324 and the 1987 Agreement on waterflows. Moreover, although the Commission did not advert to it, BC Hydro, as a participant on the Joint Operating Committee and the reservoir management team, must in the future consult with the CSTC First Nations on any decisions that may adversely impact their claims or rights. On this evidence, it was not unreasonable for the Commission to conclude that the 2007 EPA will not adversely affect the claims and rights

exploitée sans que la Couronne ne se soit acquittée au préalable de l'obligation de consulter que commande l'honneur de la Couronne. Le peuple Haida aurait été dépouillé de son droit constitutionnel. Difficile de concevoir un effet préjudiciable plus manifeste sur un intérêt autochtone.

[91] En l'espèce, par contre, la Couronne demeure un membre du comité conjoint d'exploitation et un participant en ce qui concerne le modèle d'exploitation du réservoir. Comme ils ont l'obligation d'agir conformément à l'honneur de la Couronne, les représentants de BC Hydro devront tenir compte des groupes autochtones touchés et les consulter au besoin lorsqu'une décision ultérieure sera susceptible d'avoir un effet préjudiciable sur eux. Le droit des Premières nations du CTCS d'être consultées sur toute décision susceptible de compromettre leurs revendications ou leurs droits est préservé. J'ajoute que l'honneur de la Couronne oblige BC Hydro à les informer de toute décision prise en application du CAÉ de 2007 qui est susceptible d'avoir un effet préjudiciable sur leurs revendications ou leurs droits.

[92] Ce droit permanent qu'ont les Premières nations du CTCS d'être consultées pour toute modification ultérieure susceptible d'avoir un effet préjudiciable sur leurs droits ancestraux ne remet pas en cause le bien-fondé de la décision rendue par la Commission relativement à la seule question dont elle était saisie : l'approbation du CAÉ de 2007 pouvait-elle avoir un effet préjudiciable sur leurs revendications ou leurs droits? La Commission a eu raison de répondre par la négative. La preuve non contredite établissait qu'Alcan continuerait de produire la même quantité d'électricité, *que le CAÉ de 2007 soit approuvé ou non*, et qu'elle trouverait un autre acheteur si BC Hydro déclinait l'offre, comme l'y autorisaient le permis d'exploitation hydraulique permanent n° 102324 et l'accord de 1987 sur les niveaux d'eau. De plus, bien que la Commission n'en fasse pas mention, BC Hydro, en tant que membre du comité conjoint d'exploitation et de l'équipe de gestion du réservoir, doit dorénavant consulter les Premières nations du CTCS sur toute décision susceptible d'avoir un effet préjudiciable sur leurs revendications ou leurs droits. À la

currently under negotiation of the CSTC First Nations.

[93] I conclude that the Commission took a correct view of the law on the duty to consult and hence on the question before it on the application for reconsideration. It correctly identified the main issue before it as whether the 2007 EPA had the potential to adversely affect the claims and rights of the CSTC First Nations. It then examined the evidence on this question. It looked at the organizational implications of the 2007 EPA and at the physical changes it might bring about. It concluded that these did not have the potential to adversely impact the claims or rights of the CSTC First Nations. It has not been established that the Commission acted unreasonably in arriving at these conclusions.

E. The Commission's Decision That Approval of the 2007 EPA Was in the Public Interest

[94] The attack on the Commission's decision to approve the 2007 EPA was confined to the Commission's failure to consider the issue of adequate consultation over the affected interests of the CSTC First Nations. The conclusion that the Commission did not err in rejecting the application to consider this matter removes this objection. It follows that the argument that the Commission acted unreasonably in approving the 2007 EPA fails.

V. Disposition

[95] I would allow the appeal and confirm the decision of the British Columbia Utilities Commission approving the 2007 EPA. Each party will bear their costs.

Appeal allowed; British Columbia Utilities Commission's approval of 2007 Energy Purchase Agreement confirmed.

lumière de cette preuve, il n'est pas déraisonnable que la Commission conclue que le CAÉ de 2007 n'aura pas d'effet préjudiciable sur les revendications et les droits de ces Premières nations qui faisaient alors l'objet de négociations.

[93] J'arrive à la conclusion que la Commission a bien interprété le droit en ce qui concerne l'obligation de consulter et, par conséquent, la question qu'elle était appelée à trancher pour statuer sur la demande de révision. Elle a bien cerné la question principale dont elle était saisie, à savoir si le CAÉ de 2007 pouvait avoir un effet préjudiciable sur les revendications et les droits des Premières nations du CTCS. Elle a ensuite examiné la preuve pertinente. Elle a considéré les répercussions organisationnelles du CAÉ de 2007 et les changements physiques qui pouvaient en résulter. Elle a conclu que ces modifications ne risquaient pas de compromettre les revendications ou les droits en cause. Il n'a pas été établi qu'elle a agi de manière déraisonnable en tirant ces conclusions.

E. La décision de la Commission portant que l'approbation du CAÉ de 2007 était dans l'intérêt public

[94] Le seul motif de contestation de la décision d'approuver le CAÉ de 2007 était l'omission de la Commission d'examiner la question du caractère adéquat de la consultation portant sur les intérêts en cause des Premières nations du CTCS. La conclusion que la Commission n'a pas eu tort de rejeter la demande d'examen de cette question écarte ce motif de contestation. Ainsi, la thèse selon laquelle la Commission a agi de manière déraisonnable en approuvant le CAÉ de 2007 ne saurait être retenue.

V. Dispositif

[95] Je suis d'avis d'accueillir le pourvoi et de confirmer la décision de la Commission approuvant le CAÉ de 2007. Chacune des parties paie ses propres frais de justice.

Pourvoi accueilli; décision de la British Columbia Utilities Commission approuvant le contrat d'achat d'électricité de 2007 confirmée.

Solicitors for the appellant Rio Tinto Alcan Inc.: Bull, Housser & Tupper, Vancouver.

Procureurs de l'appelante Rio Tinto Alcan Inc. : Bull, Housser & Tupper, Vancouver.

Solicitors for the appellant the British Columbia Hydro and Power Authority: Lawson Lundell, Vancouver.

Procureurs de l'appelante British Columbia Hydro and Power Authority : Lawson Lundell, Vancouver.

Solicitors for the respondent: Ratcliff & Company, North Vancouver.

Procureurs de l'intimé : Ratcliff & Company, North Vancouver.

Solicitor for the intervener the Attorney General of Canada: Attorney General of Canada, Vancouver.

Procureur de l'intervenant le procureur général du Canada : Procureur général du Canada, Vancouver.

Solicitor for the intervener the Attorney General of Ontario: Attorney General of Ontario, Toronto.

Procureur de l'intervenant le procureur général de l'Ontario : Procureur général de l'Ontario, Toronto.

Solicitor for the intervener the Attorney General of British Columbia: Attorney General of British Columbia, Victoria.

Procureur de l'intervenant le procureur général de la Colombie-Britannique : Procureur général de la Colombie-Britannique, Victoria.

Solicitor for the intervener the Attorney General of Alberta: Attorney General of Alberta, Edmonton.

Procureur de l'intervenant le procureur général de l'Alberta : Procureur général de l'Alberta, Edmonton.

Solicitors for the intervener the British Columbia Utilities Commission: Boughton Law Corporation, Vancouver.

Procureurs de l'intervenante British Columbia Utilities Commission : Boughton Law Corporation, Vancouver.

Solicitors for the interveners the Mikisew Cree First Nation and the Lakes Division of the Secwepemc Nation: Janes Freedman Kyle Law Corporation, Victoria.

Procureurs des intervenantes la Première nation crie Mikisew et la Division des Grands lacs de la nation Secwepemc : Janes Freedman Kyle Law Corporation, Victoria.

Solicitors for the intervener the Moosomin First Nation: Rath & Company, Priddis, Alberta.

Procureurs de l'intervenante la Première nation de Moosomin : Rath & Company, Priddis, Alberta.

Solicitor for the intervener Nunavut Tunngavik Inc.: Richard Spaulding, Ottawa.

Procureur de l'intervenante Nunavut Tunngavik Inc. : Richard Spaulding, Ottawa.

Solicitors for the interveners the Nlaka'pamux Nation Tribal Council, the Okanagan Nation Alliance and the Upper Nicola Indian Band: Mandell Pinder, Vancouver.

Procureurs des intervenants le Conseil tribal de la nation Nlaka'pamux, l'Alliance des nations de l'Okanagan et la Bande indienne d'Upper Nicola : Mandell Pinder, Vancouver.

Solicitors for the intervener the Assembly of First Nations: Hutchins Légal inc., Montréal.

Procureurs de l'intervenante l'Assemblée des Premières Nations : Hutchins Légal inc., Montréal.

Solicitors for the intervener the Standing Buffalo Dakota First Nation: Phillips & Co., Regina.

Solicitors for the intervener the First Nations Summit: Pape Salter Teillet, Vancouver.

Solicitors for the interveners the Duncan's First Nation and the Horse Lake First Nation: Woodward & Company, Victoria.

Solicitors for the intervener the Independent Power Producers Association of British Columbia: Blake, Cassels & Graydon, Vancouver.

Solicitors for the intervener Enbridge Pipelines Inc.: McCarthy Tétrault, Toronto.

Solicitors for the intervener the TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd.: Blake, Cassels & Graydon, Calgary.

Procureurs de l'intervenante la Première nation Standing Buffalo Dakota : Phillips & Co., Regina.

Procureurs de l'intervenant le Sommet des Premières nations : Pape Salter Teillet, Vancouver.

Procureurs des intervenantes la Première nation Duncan's et la Première nation de Horse Lake : Woodward & Company, Victoria.

Procureurs de l'intervenante Independent Power Producers Association of British Columbia : Blake, Cassels & Graydon, Vancouver.

Procureurs de l'intervenante Enbridge Pipelines Inc. : McCarthy Tétrault, Toronto.

Procureurs de l'intervenante TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd. : Blake, Cassels & Graydon, Calgary.

Committee for Justice and Liberty Foundation, Canadian Arctic Resources Committee, la nation Dene, Metis Association of the Northwest Territories (Requérants)

c.

Interprovincial Pipe Line (NW) Ltd., Alberta Chamber of Resources, Amoco Canada Petroleum Company Ltd., Chieftain Development Co. Ltd., la ville de Yellowknife, Esso Resources Canada Limited, Foothills Pipe Line (Yukon) Ltd., le gouvernement des territoires du Nord-Ouest, Hay River Area Economic Development Corp., Imperial Oil Limited, la Chambre de commerce d'Inuvik et du district, la bande Dene Tha, NWT Grade Stamping Agency, Rainbow Pipe Line Company Ltd., la ville d'Inuvik et l'Office national de l'énergie (Intimés)

[1982] 1 C.F. 619

No du greffe 81-A-321

Cour fédérale du Canada
COUR D'APPEL

LE JUGE EN CHEF THURLOW ET LES JUGES HEALD ET URIE

OTTAWA, 27 ET 30 JUIN 1981.

Énergie -- Loi sur l'Office national de l'énergie -- Demande d'autorisation de former appel contre la décision par laquelle l'Office a accordé un certificat de commodité et nécessité publiques pour la construction d'un pipe-line -- Les requérants invoquent l'insuffisance des témoignages devant l'Office, dans des domaines qui les intéressent particulièrement -- Il échet d'examiner s'il se pose une question de droit ou de compétence que la Cour serait habilitée à instruire -- Loi sur l'Office national de l'énergie, S.R.C. 1970, c. N-6, art. 18(1), 29, 35, 39, 46.

Les requérants sollicitent l'autorisation de former appel contre la décision par laquelle l'Office national de l'énergie a accordé un certificat de commodité et nécessité publiques à Interprovincial Pipe Line (NW) Ltd. pour la construction et l'exploitation d'un pipe-line. Les requérants allèguent l'insuffisance des témoignages devant l'Office, surtout dans des domaines qui les intéressent

particulièrement, et font valoir que les témoignages propres à combler cette insuffisance s'imposent avant que l'Office ne soit en mesure de décerner le certificat. La question est de savoir s'il se pose une question de droit ou de compétence que la Cour serait habilitée à instruire.

Arrêt: la demande d'autorisation d'appel est rejetée. La Cour ne saurait substituer son opinion à celle de l'Office quant à la question de savoir si les faits justifiaient une conclusion de commodité et nécessité publiques. Dans un cas comme celui qui nous intéresse en l'espèce, l'appréciation de la commodité et de la nécessité publiques n'est pas une question de fait, mais relève uniquement du jugement de l'Office. De plus, les conditions prévues au certificat visent uniquement la méthode de construction, mais non le principe même de la construction du pipe-line. La plupart des conditions relèvent indéniablement du pouvoir de surveillance permanente que l'Office tient des articles 29, 35 et 39 de la Loi sur l'Office national de l'énergie. Et s'il est d'autres conditions qui ne sont pas expressément prévues par ces articles, elles relèvent du pouvoir général que l'Office tient de l'article 46 de la Loi pour poser des conditions.

JURISPRUDENCE:

Arrêts mentionnés:

Memorial Gardens Association (Canada) Ltd. c. Colwood Cemetery Co. [1958] R.C.S. 353; Union Gas Co. of Canada Ltd. c. Sydenham Gas and Petroleum Co. Ltd. [1957] R.C.S. 185.

AVOCATS:

P.Y. Atkinson pour les requérants.

J.B. Ballem, c.r., pour l'intimée Interprovincial Pipe Line (NW) Ltd.

J.M. Robertson, c.r., pour les intimées Imperial Oil Limited et Esso Resources Canada Limited.

F. Lamar, c.r., et A. MacDonald pour l'intimé l'Office national de l'énergie.

E.R. Sojonky pour le procureur général du Canada.

PROCUREURS:

Aird & Berlis, Toronto, pour les requérants.

Ballem, McDill & MacInnes, Calgary, pour l'intimée Interprovincial Pipe Line (NW) Ltd.

Fenerty, Robertson, Fraser & Hatch, Calgary, pour les intimées Imperial Oil Limited et Esso Resources Canada Limited.

F. Lamar, c.r., Ottawa, pour l'intimé l'Office national de l'énergie.

Le sous-procureur général du Canada pour le procureur général du Canada.

Ce qui suit est la version française des motifs du jugement rendu par

1 **LE JUGE HEALD:** Les requérants estiment qu'il est raisonnablement possible de conclure à une erreur de droit ou de compétence de la part de l'Office national de l'énergie qui, par décision rendue publique le 22 avril 1981, a accordé un certificat de commodité et nécessité publiques à l'intimée Interprovincial Pipe Line (NW) Ltd. (désignée ultérieurement par le sigle I.P.L.) pour lui permettre de construire et d'exploiter un pipe-line reliant Norman Wells (territoires du Nord Ouest) à Zama (Alberta). Ils ont donc demandé à la Cour l'autorisation de former appel conformément à l'article 18(1) de la Loi sur l'Office national de l'énergie, S.R.C. 1970, c. N-6.

2 À titre d'argument principal, les requérants soutiennent que les auditions publiques de l'Office ont été caractérisées par l'insuffisance des témoignages en ce qui concerne notamment les questions écologiques et les questions socio-économiques régionales; que l'Office a reconnu cette insuffisance dont il a fait état dans les motifs de sa décision; que les témoignages propres à combler cette insuffisance s'imposaient avant que l'Office n'ait été en mesure de décerner le certificat de commodité et nécessité publiques; et que, vu le caractère fondamental et indispensable des témoignages en question, il aurait fallu que les requérants aient pu les mettre à l'épreuve par contre-interrogatoire en audiences publiques, et le cas échéant, les faire réfuter par leurs propres témoins. Dans leur mémoire, les requérants font valoir ce qui suit:

[TRADUCTION] Un tribunal administratif exerçant une compétence quasi judiciaire doit fonder sa décision sur les témoignages rendus en audience publique. Il ne doit pas la fonder sur la suffisance présumée de preuves testimoniales à déposer ultérieurement.

3 L'intimée I.P.L., à laquelle se joint l'intimée Imperial Oil Limited, s'oppose à la demande d'autorisation d'appel, laquelle n'est soutenue par aucun des autres intimés. L'avocat soutient que les audiences qui ont abouti à la décision de l'Office ont duré quelque vingt-et-un jours, et que certaines d'entre elles se poursuivaient tard dans la nuit. Les requérants étaient représentés aux audiences, auxquelles ils participaient pleinement.

4 À la page 194 des motifs de sa décision, l'Office a tiré cette conclusion:

L'Office a tenu compte de toutes les données qui lui semblaient pertinentes en étudiant la requête sollicitant la délivrance d'un certificat et en prenant la décision qui s'imposait. L'Office est convaincu que la commodité et la nécessité publiques requièrent présentement et requerront à l'avenir les installations pipelinières qui font l'objet de la requête présentée par l'IPL (NW) Ltd.

Il s'est prononcé en ces termes aux pages 200 et 201:

L'Office ayant pris en considération tout ce qui précède, ainsi que toutes les données qui lui semblent pertinentes, et étant convaincu que la commodité et

la nécessité publiques requièrent présentement et requerront à l'avenir des installations pour lesquelles l'IPL (NW) Ltd., a déposé une requête, est prêt à délivrer à l'IPL (NW) Ltd. un certificat de commodité et de nécessité publiques relatif aux installations pipelinières qui font l'objet de la présente requête, en vertu des modalités stipulées à l'annexe I, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil.

À mon avis, l'Office avait devant lui suffisamment de preuves pour en tirer les conclusions dont s'agit. La Cour ne saurait substituer son opinion à celle de l'Office quant à la question de savoir si les faits justifiaient une conclusion de commodité et nécessité publiques¹. Dans un cas comme celui qui nous intéresse en l'espèce, l'appréciation de la commodité et de la nécessité publiques n'est pas une question de fait, mais relève uniquement du jugement de l'Office². Il ne se pose donc, en ce qui concerne la décision prise par l'Office de décerner le certificat, aucune question de droit susceptible de justifier une autorisation d'appel.

5 Pour ce qui est des conditions imposées par l'Office à l'égard du certificat (annexe I, pages 1 à 8 inclusivement), elles visent uniquement la méthode de construction, mais non le principe même de la construction du pipe-line. La plupart des conditions prévues à l'annexe I relèvent indéniablement du pouvoir de surveillance permanente que l'Office tient des articles 29, 35 et 39 de la Loi pour réglementer et contrôler les pipe-lines dans l'intérêt public, eu égard, notamment, aux préoccupations particulières des requérants, savoir les questions socio-économiques et écologiques. Et s'il est d'autres conditions qui ne sont pas expressément prévues par ces articles, elles relèvent, à mon avis, du pouvoir général que l'Office tient de l'article 46 pour poser des conditions³.

6 Il y a lieu également de noter qu'aux auditions, l'Office a attaché une importance particulière aux préoccupations exprimées par les requérants dans ces deux domaines, comme en témoignent les conditions 5, 7 et 8 de l'annexe I. Par ces conditions, l'I.P.L. est requise, dans les deux mois qui suivent la délivrance du certificat, de soumettre à l'approbation de l'Office, un échéancier pour le dépôt des [TRADUCTION] "études, programmes, pratiques, plans et procédures écologiques et socio-économiques qu'elle s'est engagée à entreprendre ou à formuler, dont ceux prévus par les présentes conditions...". Elle est requise de signifier ces documents aux intervenants, lesquels peuvent faire part à l'Office de leurs observations à leur sujet. Ces conditions prévoient par ailleurs la possibilité de réviser ces documents pour tenir compte des suggestions faites par les intervenants, sauf à l'Office à les approuver ou à les rejeter.

7 Par ces motifs, je conclus que les questions tranchées par l'Office sous forme de conditions imposées sont toutes des questions qu'il est fondé à résoudre de cette manière; qu'elles sont des questions purement administratives qu'il n'est pas nécessaire d'instruire de façon quasi judiciaire dans une audition publique; et que, dans la solution de ces questions administratives, l'Office s'est acquitté de son obligation d'équité envers les requérants en prévoyant la participation d'intervenants dans l'observation de ces conditions. Les requérants ont pu participer de façon substantielle aux auditions pour ce qui est des questions écologiques et socio-économiques qui les intéressent

particulièrement; ils ont donc été traités de façon équitable.

8 J'en conclus qu'il ne se pose aucune question de droit ou de compétence que la Cour serait habilitée à instruire. Par conséquent, je rejette la demande d'autorisation d'appel.

* * *

9 LE JUGE EN CHEF THURLOW: Je souscris aux motifs ci-dessus.

* * *

10 LE JUGE URIE: Je souscris aux motifs ci-dessus.

qp/s/mwk

1 Voir: Memorial Gardens Association (Canada) Ltd. c. Colwood Cemetery Co. [1958] R.C.S. 353 à la p. 358, le juge Abbott.

2 Voir: Union Gas Company of Canada Limited c. Sydenham Gas and Petroleum Company Limited [1957] R.C.S. 185 à la p. 190, le juge Rand.

3 46.(1) L'Office peut délivrer un certificat sous réserve de telles modalités et conditions qu'il estime nécessaires ou opportunes pour donner effet aux fins et dispositions de la présente loi.



PLAN D'ACTION 2006 – 2012

LE QUÉBEC ET LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES
Un défi pour l'avenir



JUIN 2008

Québec 



MESSAGE DU PREMIER MINISTRE



Les changements climatiques auront d'importants impacts sur les sociétés et les écosystèmes. Ils obligeront les États à rendre leur économie moins émettrice de carbone, tout en affrontant une concurrence mondiale croissante. Dans cette perspective, les États et les sociétés qui sauront prendre le virage de cette nouvelle économie en émergence pourront participer pleinement à l'atténuation des changements climatiques, tout en étant prospères. Le Québec est déterminé à relever les nombreux défis qu'impliquent de tels changements et il le fera en développant de manière durable.

En juin 2006, le Québec confirmait son ambition d'être un leader du développement durable à l'échelle continentale, en rendant public son Plan d'action 2006-2012 sur les changements climatiques. Aujourd'hui, nous poursuivons en ce sens en ajoutant des fonds et des mesures à ce plan d'action afin que le Québec contribue aux objectifs du Protocole de Kyoto.

Après la Loi sur le développement durable, la Stratégie énergétique 2006-2015 du Québec et la Politique québécoise du transport collectif, le gouvernement poursuit, avec ce plan d'action révisé, la construction d'un Québec soucieux du bien-être des générations actuelles ainsi que de l'épanouissement des générations futures.

Une contribution exemplaire

Le Québec affiche déjà le meilleur bilan au Canada pour ce qui est de l'émission de gaz à effet de serre par habitant. Ceci s'explique par la bonne performance de son secteur manufacturier, par l'utilisation plus intensive du transport collectif, par un parc automobile moins énergivore et, surtout, par la place prépondérante de sources d'énergie propre et renouvelable, comme l'hydroélectricité et l'énergie éolienne, dans son bilan énergétique.

Toutes les Québécoises et tous les Québécois peuvent être très fiers de la contribution exemplaire du Québec en vue de rendre la planète plus verte dès aujourd'hui et pour les générations qui nous suivront, en maintenant le cap sur le développement durable.

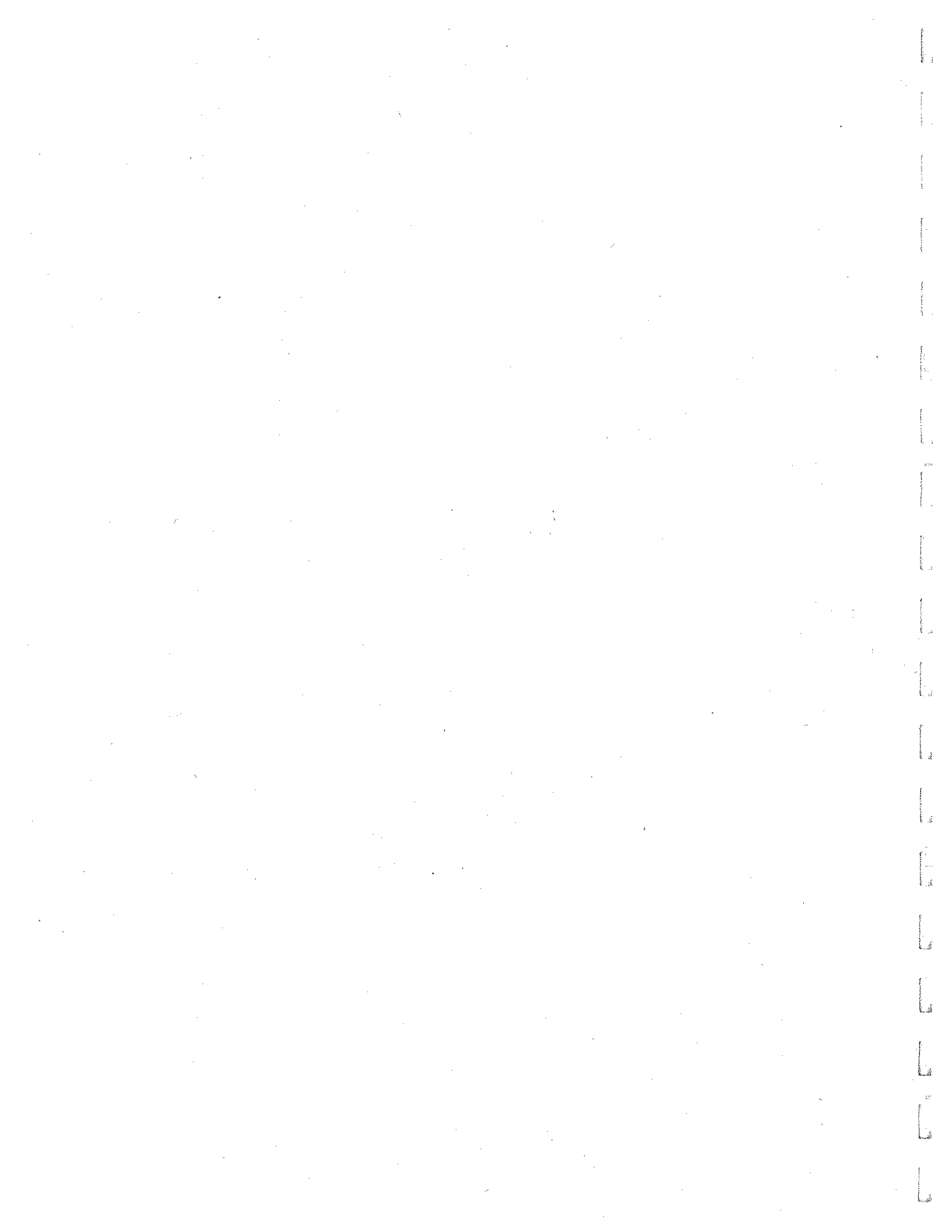
Les changements climatiques représentent le plus grand défi environnemental auquel la planète ait jamais été confrontée. Pour y répondre, chacun doit faire sa part, et c'est bien là le sens de ce plan d'action qui a été décrit comme le plus ambitieux en Amérique du Nord par nombre de groupes environnementaux et qui a inspiré d'autres États et provinces à se joindre à cet effort collectif.

En route vers l'avenir

Le présent plan d'action révisé illustre bien les changements de comportement qui seront nécessaires pour assurer un avenir prospère aux générations actuelles et futures. Il interpelle ainsi l'ensemble de la société québécoise. Tous doivent se sentir concernés, autant les citoyennes et les citoyens que les organismes et les entreprises. Le succès de la démarche en cours en dépend. Je suis confiant en notre capacité d'y parvenir.

Le premier ministre du Québec,

Jean Charest



MESSAGE DE LA MINISTRE



En juin 2006, le Québec s'est doté pour la première fois d'un plan d'action sur les changements climatiques qui comporte des objectifs ambitieux et offre les moyens de les concrétiser. L'élaboration de ce plan d'action d'envergure a été réalisée sous le leadership du ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs de l'époque, M. Claude Béchard.

Le Québec à l'avant-garde

Intitulé *Le Québec et les changements climatiques, un défi pour l'avenir*, le Plan d'action 2006-2012 sur les changements climatiques a marqué une étape majeure dans l'action entreprise par notre gouvernement pour construire une société où le développement durable est au centre des priorités et des choix collectifs.

Le gouvernement poursuit dans cette voie en bonifiant son plan d'action de nouvelles mesures et de fonds additionnels. Le plan d'action révisé permet au Québec de demeurer un chef de file à l'échelle nord-américaine en matière de lutte contre les changements climatiques.

Des cibles précises, des moyens clairement définis

Le plan d'action comprend des cibles précises et énonce des initiatives pour les atteindre. D'ici 2012, nous voulons que le Québec soit en mesure de réduire ses émissions de gaz à effet de serre de 6 % en deçà du niveau de 1990. Le plan d'action du gouvernement du Québec, qui prévoit une réduction de 14,6 Mt de GES en 2012, est une composante d'une série de facteurs qui détermineront le niveau moyen d'émissions atteint par le Québec entre 2008 et 2012.

Aux efforts du gouvernement du Québec, il faut ajouter ceux du gouvernement fédéral, des secteurs industriel et municipal. La conjugaison de l'ensemble de ces efforts et la mobilisation des citoyens nous permettront de respecter le Protocole de Kyoto.

La mise en œuvre du plan d'action pourra s'appuyer sur des ressources globales de 1,55 milliard de dollars sur six ans, soit, en moyenne, 250 millions de dollars par année. Ces sommes proviennent principalement d'une redevance sur les carburants et les combustibles fossiles, une première en Amérique du Nord. Le premier ministre du Québec, M. Jean Charest, a de plus obtenu du gouvernement fédéral une contribution additionnelle de 350 millions de dollars provenant du Fonds en fiducie Canada sur la qualité de l'air et les changements climatiques. Le Québec s'est ainsi donné les moyens de mettre en œuvre le plan d'action qui, associé à la Stratégie énergétique du Québec et à la Politique québécoise du transport collectif, dévoilées en 2006, constituent des bases structurantes afin de poursuivre sur la voie du développement durable.

L'urgence d'agir

Alors que certains sont tentés de baisser les bras en raison de l'ampleur du défi, nous croyons, au contraire, qu'il faut poser des gestes concrets dès maintenant, tout en établissant de solides fondations pour des actions à long terme. Les Québécoises et les Québécois peuvent compter sur leur gouvernement pour encourager et soutenir les efforts de tous et chacun. C'est dès maintenant que le Québec doit se mobiliser et agir pour que les générations actuelles et futures relèvent l'un des défis environnementaux les plus marquants de notre temps.

La ministre du Développement durable,
de l'Environnement et des Parcs,

Line Beauchamp



NOTE AU LECTEUR

Le Plan d'action du Québec 2006-2012 sur les changements climatiques, rendu public en juin 2006, a bénéficié d'un financement additionnel, ce qui a permis de bonifier les mesures prévues. Le présent document est donc une mise à jour de ce plan.

TABLE DES MATIÈRES

MESSAGE DU PREMIER MINISTRE	1
MESSAGE DE LA MINISTRE	3
TABLE DES MATIÈRES	5
1. LA CONTRIBUTION DU QUÉBEC FACE À UN DÉFI PLANÉTAIRE	7
1.1 LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES : LE PLUS GRAND DÉFI ENVIRONNEMENTAL AUQUEL LA PLANÈTE AIT JAMAIS ÉTÉ CONFRONTÉE	8
1.1.1 Des impacts préoccupants	8
1.1.2 La limitation du réchauffement climatique	9
1.1.3 La sécurité du public	9
1.2 LE PROTOCOLE DE KYOTO : UN PREMIER PAS NÉCESSAIRE	10
1.3 LE BILAN D'ÉMISSIONS DE GES DU QUÉBEC : UNE CONTRIBUTION EXEMPLAIRE	12
1.4 LE QUÉBEC DANS LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES	14
1.4.1 La réduction ou l'évitement des émissions de GES	15
1.4.2 L'adaptation aux changements climatiques	15
2. LES ACTIONS À METTRE EN ŒUVRE DE 2006 À 2012	17
2.1 LES ACTIONS SECTORIELLES VISANT LA RÉDUCTION OU L'ÉVITEMENT DES ÉMISSIONS DE GES AU QUÉBEC	18
2.1.1 L'énergie	18
2.1.2 Les transports et le monde municipal	21
2.1.3 Le secteur industriel québécois	26
2.1.4 Les matières résiduelles	27
2.1.5 L'agriculture et la valorisation de la biomasse	28
2.1.6 Le leadership gouvernemental	28
2.1.7 La sensibilisation du public	29
2.1.8 La recherche, le développement et le déploiement des technologies	31
2.1.9 Le recours aux instruments économiques en changements climatiques	32
2.2 L'IMPACT DU PLAN D'ACTION SUR LES ÉMISSIONS QUÉBÉCOISES DE GES	34
2.3 LES ACTIONS VISANT L'ADAPTATION DU QUÉBEC AUX CHANGEMENTS CLIMATIQUES	35
2.3.1 La santé et la sécurité publiques	35
2.3.2 L'environnement, les ressources naturelles et le territoire	37
3. LA REDDITION DE COMPTES	41
4. CONCLUSION	43
ANNEXES	45



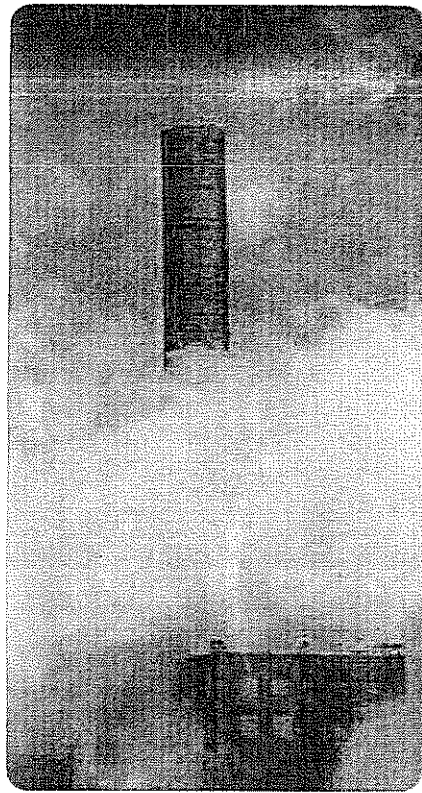
LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES IMPOSE D'IMMENSES DÉFIS SI NOUS VOULONS VIVRE DANS UN ENVIRONNEMENT SAIN, RESPIRER UN AIR DE QUALITÉ ET LÉGUER CE DROIT À NOS ENFANTS. LA MISE EN ŒUVRE DU PROTOCOLE DE KYOTO NOUS IMPOSE, BIEN SÛR, DE LA DISCIPLINE ET DE LA PERSÉVÉRANCE SI NOUS VOULONS ATTEINDRE SES OBJECTIFS. NOUS SOMMES TOUS CONCERNÉS INDIVIDUELLEMENT ET COLLECTIVEMENT PAR CETTE LUTTE QUE NOUS DEVONS REMPORTEUR AU NOM DE LA QUALITÉ DE VIE DES GÉNÉRATIONS ACTUELLES ET FUTURES.

CETTE LUTTE EXIGE DES ACTIONS IMMÉDIATES ET CONCERTÉES. CHAQUE GESTE COMPTE POUR ASSURER LA QUALITÉ DE VIE À LAQUELLE NOUS ASPIRONS, SAUVEGARDER NOS ÉCOSYSTÈMES, PROTÉGER NOS INFRASTRUCTURES ET FAIRE EN SORTE QUE NOTRE ÉCONOMIE DEMEURE CONCURRENTIELLE. C'EST UN DEVOIR QUI INCOMBE NON SEULEMENT AUX CHEFS D'ÉTAT ET À LA COMMUNAUTÉ SCIENTIFIQUE, MAIS ÉGALEMENT À L'ENSEMBLE DES PERSONNES, DES INSTITUTIONS ET DES ENTREPRISES QUI COMPOSENT NOTRE SOCIÉTÉ.

LE QUÉBEC AFFICHE DÉJÀ UN COMPORTEMENT EXEMPLAIRE EN VUE DE LIMITER L'ÉMISSION DE GAZ À EFFET DE SERRE (GES), NOTAMMENT EN RAISON DE SES INVESTISSEMENTS MASSIFS DANS LA PRODUCTION D'ÉNERGIE PROPRE SOUS FORME D'ÉLECTRICITÉ. AVEC LE PLAN D'ACTION RÉVISÉ 2006-2012, LE QUÉBEC POURSUIT RÉSOLUMENT SON LEADERSHIP EN MATIÈRE DE DÉVELOPPEMENT DURABLE AU CANADA ET EN AMÉRIQUE DU NORD EN SE DONNANT LES MOYENS DE RÉDUIRE SES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE ET DE S'ADAPTER AUX CHANGEMENTS CLIMATIQUES.



1. LA CONTRIBUTION DU QUÉBEC FACE À UN DÉFI PLANÉTAIRE



Source : Ministère des Ressources naturelles et de la Faune

1.1 LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES : LE PLUS GRAND DÉFI ENVIRONNEMENTAL AUQUEL LA PLANÈTE AIT JAMAIS ÉTÉ CONFRONTÉE

1.1.1 Des impacts préoccupants

D'après les meilleures estimations du 4^e rapport du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC)¹ publié en 2007, la température moyenne de l'air près de la surface de la Terre devrait augmenter de 1,8 à 4 °C d'ici 2100 à l'échelle planétaire. Le réchauffement serait maximal au centre des terres émergées et dans les latitudes les plus élevées de l'Amérique du Nord en hiver. On devrait assister à un accroissement des précipitations dans les hautes latitudes et à l'augmentation de la fréquence ou de l'intensité de certains phénomènes météorologiques extrêmes, comme les canicules, les pluies diluviennes et les sécheresses. On s'attend également à une hausse du niveau moyen et de l'acidité des océans, tandis que le couvert de neige et l'étendue des glaces de mer s'amenuiseront dans les deux hémisphères.

Au Québec, on anticipe un réchauffement sur la totalité du territoire, qui serait toutefois plus accentué dans les régions nordiques et en hiver. Certains spécialistes prévoient que l'océan arctique pourrait être libre de glace durant l'été d'ici quelques années. L'ensemble du territoire devrait connaître aussi des variations du régime des précipitations. De plus, les périodes de chaleur accablante, les sécheresses, les pluies intenses et les redoux hivernaux pourraient devenir plus fréquents. Le prolongement vers le nord des trajectoires de tempêtes extratropicales, déjà observé au cours du XX^e siècle, pourrait se faire sentir dans certaines régions du Québec. Enfin, la hausse appréhendée du niveau moyen des océans pourrait notamment aggraver les problèmes d'érosion dans les régions côtières.

Déjà les températures moyennes dans l'ouest et le centre du Québec méridional se sont élevées de 0,75 à 1,25 °C entre 1960 et 2003. À l'est, le réchauffement a connu un rythme moins soutenu (inférieur à 0,75 °C pour la même période). Dans le nord, la hausse importante des températures, qui avait été constatée depuis le milieu des années 1990, a notamment entraîné le réchauffement du pergélisol qui, à son tour, menace les modes de vie traditionnels des autochtones, la sécurité des populations et l'intégrité des infrastructures.

1.1.2 La limitation du réchauffement

¹ Groupe de travail qui a été créé en 1988 conjointement par l'Organisation des Nations Unies et par l'Organisation mondiale de météorologie.



Source : Ministère des Ressources naturelles et de la Faune



climatique

Selon le 4^e rapport du GIEC, un réchauffement à l'échelle planétaire supérieur à 2 °C environ par rapport aux températures moyennes de la période de 1980 à 1999 aurait des effets dévastateurs sur différents systèmes et activités. De plus, certains écosystèmes, notamment la toundra et la forêt boréale, et certaines régions, dont l'Arctique, ont été reconnus comme étant particulièrement vulnérables. Ces constats s'avèrent très inquiétants pour le Québec qui, selon les projections, devrait connaître un réchauffement plus accentué que celui appréhendé par le GIEC à l'échelle planétaire, lequel se situerait entre 1,8 °C (scénario optimiste) et 4 °C (scénario pessimiste).

Depuis le début du siècle, plusieurs États ont pris des mesures visant à réduire leurs émissions de GES afin d'éviter que le réchauffement des températures ne dépasse 2 °C à l'échelle planétaire. Le Québec est tout à fait favorable à de telles démarches ; toutefois, étant donné sa situation nordique, le seuil de 2 °C est déjà trop élevé pour empêcher que ne surviennent des perturbations majeures sur son territoire. Il faut donc prendre tous les moyens disponibles pour contribuer à limiter le plus possible le réchauffement climatique.

1.1.3 La sécurité du public

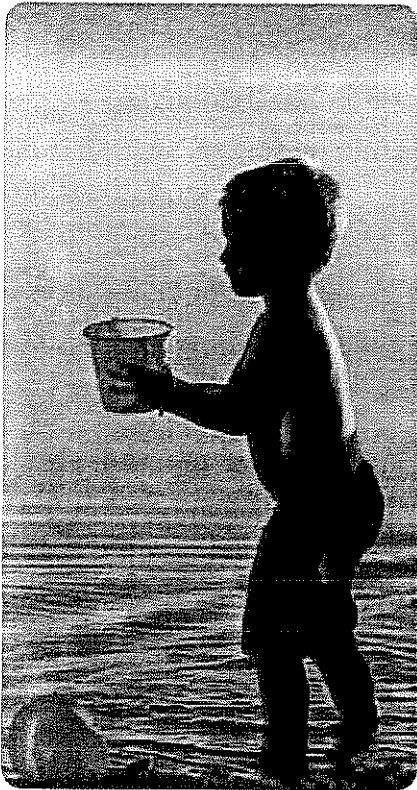
Les changements climatiques menacent la sécurité des personnes ainsi que l'intégrité de diverses infrastructures et constructions, notamment en milieux nordiques et côtiers. Ils menacent aussi de réduire l'abondance des ressources naturelles, d'en modifier la qualité et de fragiliser les écosystèmes. Puisque les réductions d'émissions prévues selon le Protocole de Kyoto ne pourront pas ralentir suffisamment les changements climatiques, la mise en place de mesures d'adaptation efficaces s'avère incontournable pour la société québécoise.

COMPRENDRE L'INFLUENCE DES ACTIVITÉS HUMAINES SUR L'EFFET DE SERRE

Certains gaz présents naturellement dans l'atmosphère terrestre contribuent à retenir la chaleur reçue du Soleil près de la surface de la Terre. Ils sont appelés « gaz à effet de serre » (GES). Sans ces gaz, la température moyenne des basses couches atmosphériques serait de -18 °C au lieu d'environ 15 °C, et la vie telle qu'on la connaît deviendrait impossible. Ainsi, le processus appelé « effet de serre » est tout à fait naturel et constitue un élément majeur du système climatique planétaire.

Cependant depuis environ 200 ans, certaines activités humaines ont causé une augmentation des émissions de GES dans l'atmosphère, ce qui a pour résultat de retenir une plus grande quantité d'énergie près de la surface de la Terre et de perturber l'équilibre du système climatique planétaire.

Le principal GES émis par les activités humaines est le dioxyde de carbone (CO₂). Toutefois, on doit aussi tenir compte du méthane (CH₄), du protoxyde d'azote (N₂O) et de gaz créés par l'être humain tels que les hydrofluorocarbures, les perfluorocarbures et l'hexafluorure de soufre.



1.2 LE PROTOCOLE DE KYOTO UN PREMIER PAS NÉCESSAIRE

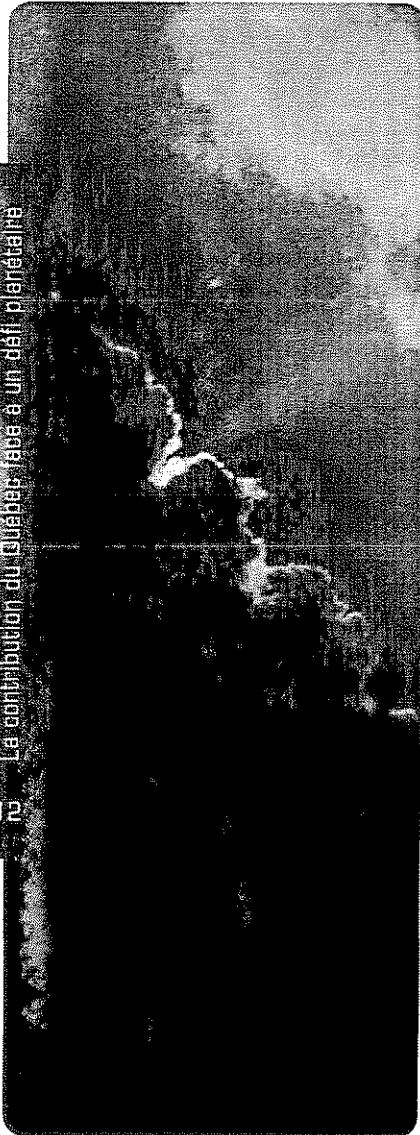
Les changements climatiques concernent tous les pays et tous les États de la planète. Qui plus est, ils nécessitent des actions concrètes à plusieurs niveaux : international, national, régional, local et aussi sur le plan individuel. À ce jour, 181 pays dont le Canada ont ratifié le Protocole de Kyoto. Toutefois, plusieurs pays dont la Chine et l'Inde n'ont pas d'objectifs contraignants de réduction, ce qui signifie qu'ils n'ont pas d'engagements chiffrés de réductions d'émissions de GES. De plus, les États-Unis, le deuxième plus grand émetteur de GES, n'ont jamais ratifié le Protocole de Kyoto. Le Canada a pour sa part ratifié le Protocole de Kyoto en 2002, s'engageant ainsi à une réduction moyenne de 6 % de ses émissions de GES sous le niveau de 1990 pour la période 2008-2012.

Depuis 1998, le Québec a toujours soutenu la mise en œuvre du Protocole de Kyoto au Canada. À cet égard, le 28 novembre 2006, l'Assemblée nationale du Québec a adopté une motion unanime approuvant le Protocole de Kyoto et, le 5 décembre 2007, le gouvernement du Québec s'y est déclaré lié par décret. Il s'est ainsi engagé à mettre en œuvre le Protocole dans ses domaines de compétence et selon les dispositions prévues à son Plan d'action 2006-2012 sur les changements climatiques.

Le Québec a de plus incité à plusieurs reprises le gouvernement fédéral à respecter ses engagements en regard du Protocole de Kyoto, notamment par des motions unanimes de l'Assemblée nationale dont celle du 28 novembre 2007.

Par ailleurs, le gouvernement du Québec s'est engagé, dans le cadre du *Plan d'action sur les changements climatiques de la Conférence des gouverneurs de la Nouvelle-Angleterre et des premiers ministres de l'Est du Canada (2001)*, à accentuer les collaborations régionales, nationales et internationales dans le but notamment de stabiliser les émissions régionales de GES au niveau de 1990 d'ici 2010 et de les réduire de 10 % sous le niveau de 1990 d'ici 2020.

Le Québec a également créé de nouveaux partenariats pour mieux comprendre le phénomène du réchauffement planétaire et mettre en place des solutions durables à court, moyen et long terme en matière de lutte contre les changements climatiques. C'est dans ce contexte qu'en 2007, le Québec est devenu membre du Climate Group, une organisation internationale dédiée à promouvoir les actions d'États fédérés et des grandes multinationales en matière de changements climatiques. Au cours de la même année, il s'est également joint au Climate Registry. Ce registre nord-américain, regroupant plus de 40 États américains, mexicains et canadiens, vise à devenir éventuellement une composante d'un marché nord-américain d'échange de droits et de crédits d'émission de GES.





En avril 2008, le Québec est devenu membre de la Western Climate Initiative (WCI), un regroupement d'États nord-américains qui travaillent conjointement à la mise en place d'un système d'échange de droits d'émission de GES pour certains secteurs économiques fortement émetteurs de GES.

Le Québec a également lancé avec l'Ontario, en juin 2008, l'*Initiative provinciale et territoriale sur les marchés climatiques*, laquelle œuvrera au développement et à la mise en place, probablement dès 2010, d'un système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de GES. Ce système sera élaboré en conjonction avec d'autres systèmes régionaux en développement dont celui de la WCI.

LA CONVENTION-CADRE DES NATIONS UNIES SUR LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES (CCNUCC)

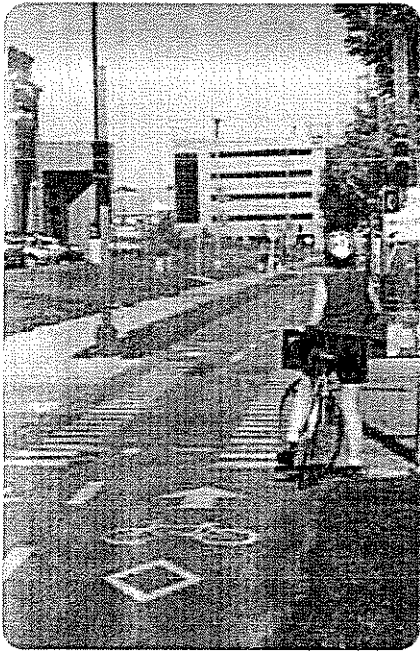
La CCNUCC, adoptée en 1992, a mis en place un cadre global pour relever le défi que posent les changements climatiques. Selon cette convention qui a obtenu l'adhésion de 189 pays, les gouvernements doivent faire l'inventaire de leurs émissions de GES, lancer des stratégies nationales pour les diminuer et coopérer pour se préparer à s'adapter aux impacts des changements climatiques.

L'objectif ultime de la convention est de stabiliser les concentrations de GES dans l'atmosphère à un niveau qui empêche toute perturbation anthropique dangereuse du système climatique. Une quarantaine de pays industrialisés dont le Canada et les États-Unis ont adhéré à l'engagement de ramener, en 2000, leurs émissions de GES à leurs niveaux de 1990.

LE PROTOCOLE DE KYOTO

Lorsqu'ils ont adopté la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques, les gouvernements étaient déjà conscients que leurs engagements ne suffiraient pas pour freiner le réchauffement du climat. C'est pour cette raison qu'en 1997, ils ont adopté le Protocole de Kyoto qui est un appendice à la Convention.

Le Protocole poursuit le même objectif que la Convention, mais va plus loin en incitant les pays industrialisés à s'engager à atteindre des objectifs individuels, légalement contraignants, de réduction ou de limitation des émissions de GES. L'objectif moyen de réduction, auquel les pays industrialisés ont adhéré, est de 5,2 % sous le niveau de 1990 pour la période de 2008 à 2012. Les cibles de réduction varient cependant d'un pays à l'autre selon le principe de responsabilités communes mais différenciées.



Source : David Bruneau © Le Québec en images, CCRMBP



Source : Ministère des Ressources naturelles et de la Faune

14 La contribution du Québec face à un défi planétaire

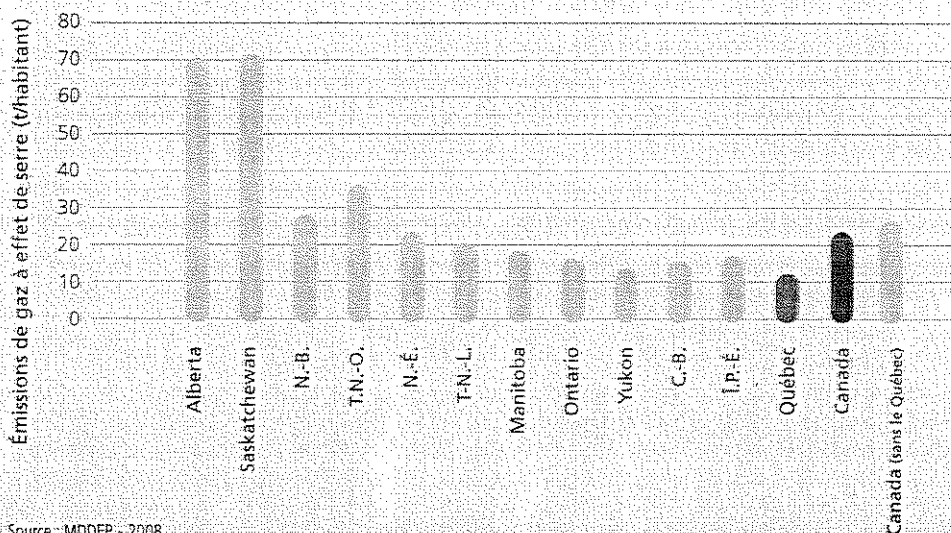


Source : Pierre Blais urbanisme MAMR

1.3 LE BILAN D'ÉMISSIONS DE GES DU QUÉBEC : UNE CONTRIBUTION EXEMPLAIRE

En termes absolus, le Canada et le Québec ne sont pas des émetteurs importants sur la scène internationale, puisque leurs émissions ne représentent respectivement que 2 % et 0,2 % du bilan mondial de GES. Toutefois, le Canada a l'un des taux d'émissions par habitant les plus élevés au monde. C'est pourquoi il est impératif d'agir dès maintenant afin d'inverser cette tendance et de donner l'exemple. En matière d'émissions de GES, le Québec présentait, en 2005², le meilleur bilan par habitant au Canada. Les statistiques révèlent en effet que ses émissions représentaient alors une moyenne de 12,1 tonnes équivalent CO₂ par habitant (t CO₂ éq.) contre 23,1 t CO₂ éq. par habitant pour l'ensemble canadien. En excluant le Québec, la moyenne canadienne s'élèverait à 26,5 t CO₂ éq. par habitant et elle serait supérieure à celle des États-Unis qui se situait à 24,6 t CO₂ éq. par habitant. En 2005, le Québec produisait 92 millions de tonnes (Mt) de GES, ce qui représente une hausse de 5,2 % par rapport à 1990. Toutefois, de 2003 à 2005, les émissions québécoises ont connu une baisse de 2 % alors que les émissions canadiennes poursuivaient leur ascension pour atteindre 734 Mt de GES.

ÉMISSIONS DE GES PAR HABITANT, PAR PROVINCE/TERRITOIRE ET AU CANADA EN 2005



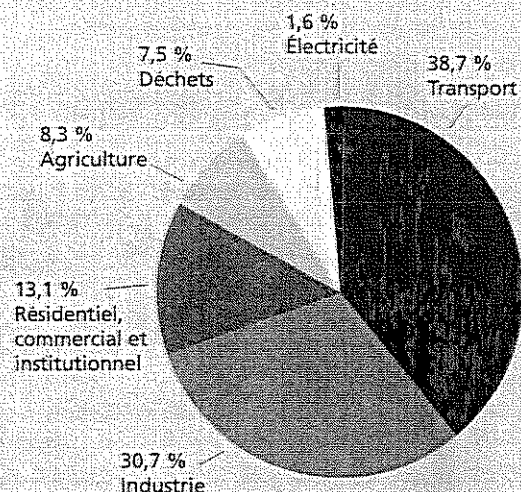
Source : MDDEP - 2008

Une telle performance du Québec est largement attribuable au fait que, par le passé, les Québécois ont procédé à des investissements dans une source d'énergie propre et renouvelable : l'hydroélectricité. Au Québec, la production électrique ne représente que 1,6 % des émissions sur le territoire et se trouve donc au dernier rang des sources d'émissions de GES, alors qu'elle occupe le troisième rang pour l'ensemble du Canada.

² Inventaire québécois des émissions de gaz à effet de serre en 2005 et leur évolution depuis 1990



RÉPARTITION DES ÉMISSIONS DE GES PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ AU QUÉBEC EN 2005



L'excellent rendement du secteur manufacturier québécois a aussi grandement contribué au bilan positif du Québec. En effet, de 1990 à 2005, ce secteur a réduit ses émissions globales de 8,5 % et les émissions provenant des procédés industriels de 14,3 %. Ces réductions découlent d'investissements stratégiques que des entreprises québécoises ont faits dans des technologies novatrices, ce qui leur a permis d'améliorer leurs procédés et leur efficacité énergétique. Aujourd'hui, bon nombre de ces entreprises sont des chefs de file dans leur secteur d'activité parce qu'elles ont amélioré leur compétitivité, tout en réduisant substantiellement leurs émissions de GES.

Le Québec se distingue aussi au chapitre des transports à l'échelle continentale. En effet, son parc automobile est l'un des plus performants au Canada sur le plan de l'efficacité énergétique, et Montréal se démarque comme étant une des villes d'Amérique du Nord où le transport en commun est le plus utilisé.

Cette bonne performance signifie également que les réductions des émissions de GES présentent un plus grand défi au Québec qu'ailleurs au Canada. Malgré ce fait, il faut poursuivre les efforts pour réduire les émissions québécoises de GES, puisque l'ampleur des changements climatiques requiert la contribution de tous à l'échelle de la planète.

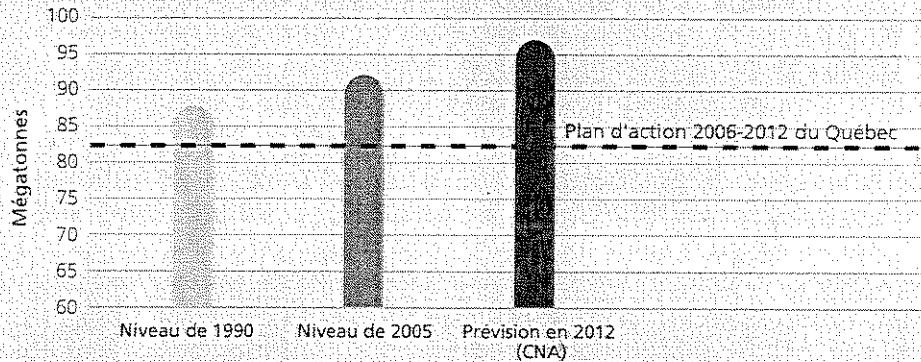


Source : Service des communications, © Le Dailier en images, CCMQ

1.4 LE QUÉBEC DANS LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES

Les principaux secteurs responsables de la croissance des émissions que le Québec a connue de 1990 à 2005 sont ceux du transport et du bâtiment. Le plan vise principalement à renverser la tendance à la hausse dans ces deux secteurs en entreprenant des actions qui permettront à l'ensemble de l'économie québécoise d'améliorer sa compétitivité et de diminuer sa dépendance aux énergies fossiles. Ainsi, le plan d'action révisé 2006-2012 vise à éviter et à réduire de 14,6 Mt les émissions québécoises de GES, soit 6 % sous le niveau de 1990³ d'ici 2012 tel que l'illustre le graphique.

Ce ÉMISSIONS DE GES



document présente des actions à réaliser d'ici la fin de 2012, qui s'articulent autour de deux grands objectifs :

1. la réduction ou l'évitement des émissions de GES;
2. l'adaptation aux changements climatiques.

³ Le cours normal des affaires (CNA) prévoit des émissions de 96,9 Mt de GES en 2012 pour le Québec.



Source : Réseau de transport de la Capitale



1.4.1 La réduction ou l'évitement des émissions de GES

Au cours des prochaines années, le Québec devra réduire ses émissions de GES tout en maintenant une économie forte et durable, et profiter le plus possible des nouvelles occasions d'affaires liées au défi des changements climatiques. Dans un contexte où le coût de l'énergie provenant des combustibles fossiles a augmenté significativement depuis quelques années, l'efficacité énergétique est non seulement souhaitable, mais essentielle pour la compétitivité des entreprises et de l'économie québécoise.

Parallèlement, l'énergie joue un rôle majeur dans l'économie québécoise. Elle permet de créer de la richesse, stimule l'investissement et l'emploi, génère des revenus fiscaux et contribue à la santé financière de même qu'à la compétitivité des entreprises du Québec. En fait, le niveau de vie des Québécois est en partie tributaire de la bonne performance du secteur énergétique. Les actions du plan sont donc complémentaires à celles découlant de la Stratégie énergétique du Québec.

Les actions pour réduire les émissions de GES touchent surtout les secteurs de l'énergie, des transports et du monde municipal, de l'industrie, des matières résiduelles, de l'agriculture et des activités gouvernementales. Les actions aux chapitres de l'innovation technologique (RDD) et de la sensibilisation du public auront aussi pour effet de réduire les émissions de GES.

1.4.2 L'adaptation aux changements climatiques

Les actions en matière d'adaptation sont regroupées sous les volets de la santé et de la sécurité publiques, des réseaux de surveillance, des infrastructures en milieu sensible, de la forêt ainsi que de la gestion de l'eau et de l'air. Elles permettront de protéger la population, de surveiller et de protéger l'environnement, et réduiront ainsi, dans certains secteurs, la vulnérabilité aux impacts des changements climatiques.

LES ÉMISSIONS ÉVITÉES

La lutte contre les changements climatiques nécessite, entre autres, d'éviter de nouvelles émissions de GES provenant de la production d'électricité, du chauffage des bâtiments et des procédés industriels. Au Canada, les émissions évitées sont calculées sur la base d'une production d'énergie équivalente par une centrale au gaz naturel à cycles combinés (technologie la plus efficace parmi les types de centrales thermiques utilisant des combustibles fossiles), qui produit en moyenne 350 t CO₂ éq. par gigawatt / heure (GWh).



LE PLAN D'ACTION EST CONSTITUÉ DE 26 ACTIONS QUI S'ARTICULENT AUTOUR DE DEUX GRANDS OBJECTIFS : LA RÉDUCTION OU L'ÉVITEMENT DES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE (GES) ET L'ADAPTATION AUX CHANGEMENTS CLIMATIQUES. LES ACTIONS POUR RÉDUIRE LES ÉMISSIONS DE GES CONCERNENT LES SECTEURS DE L'ÉNERGIE, DES TRANSPORTS ET DU MONDE MUNICIPAL, DE L'INDUSTRIE QUÉBÉCOISE, DES MATIÈRES RÉSIDUELLES, DE L'AGRICULTURE ET DES ACTIVITÉS GOUVERNEMENTALES. ELLES CONSISTENT AUSSI À SENSIBILISER LE PUBLIC ET À APPUYER L'INNOVATION TECHNOLOGIQUE. LES MESURES EN MATIÈRE D'ADAPTATION CONCERNENT LA SANTÉ ET LA SÉCURITÉ PUBLIQUES, L'ENVIRONNEMENT, LES RESSOURCES ET LE TERRITOIRE.

LES ACTIONS PRÉSENTÉES DANS LE PLAN D'ACTION PERMETTRONT AU QUÉBEC DE RÉDUIRE SES ÉMISSIONS DE GES DE 14,6 Mt CO₂ ÉQ., CE QUI RAMÈNERA LE NIVEAU DES ÉMISSIONS À 82,5 Mt CO₂ ÉQ. D'ICI 2012, SOIT 6 % SOUS LE NIVEAU DE 1990. IL EST POSSIBLE DE RELEVER CE DÉFI SI TOUS LES ACTEURS DE LA SOCIÉTÉ SE MOBILISENT ET AGISSENT DÈS MAINTENANT.

POUR CHAQUE SECTEUR, LE GOUVERNEMENT FAIT UN ÉTAT DE SITUATION, PUIS IL PRÉSENTE LES MESURES (REGROUPEES EN ANNEXE) QU'IL ENTEND METTRE EN ŒUVRE D'ICI 2012.

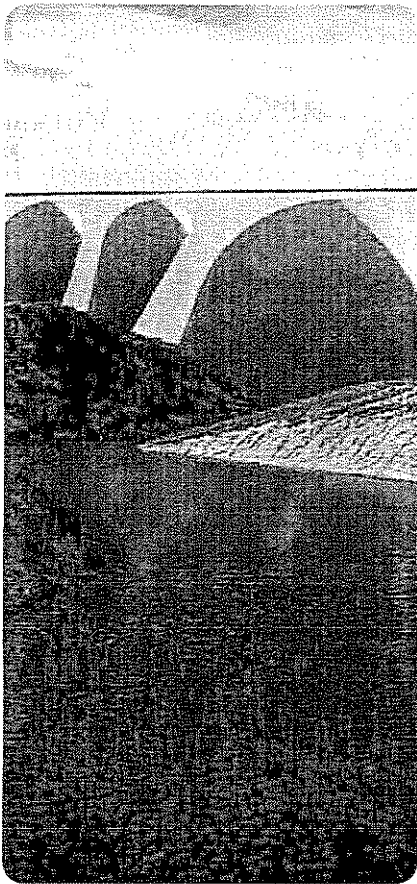
CE PLAN D'ACTION DÉCOULE DE QUATRE PRINCIPES DIRECTEURS :

- LA PRISE EN CHARGE DES RESPONSABILITÉS DU QUÉBEC DANS SES DOMAINES DE COMPÉTENCE CONSTITUTIONNELLE;
- L'EFFICIENCE ÉCONOMIQUE AFIN DE PRÉSERVER LA COMPÉTITIVITÉ DES ENTREPRISES QUÉBÉCOISES;
- LA COMPLÉMENTARITÉ DES INTERVENTIONS DE MANIÈRE À MAXIMISER LES IMPACTS POSITIFS;
- L'ENGAGEMENT DE TOUS LES ACTEURS DE LA SOCIÉTÉ QUÉBÉCOISE : CITOYENS, ENTREPRISES, MUNICIPALITÉS ET INSTITUTIONS PUBLIQUES.

LES ACTIONS PRÉVUES DANS CE PLAN VISENT LES DOMAINES DE COMPÉTENCE DU QUÉBEC, À SAVOIR LA PRODUCTION, LE TRANSPORT ET LA DISTRIBUTION D'ÉNERGIE, LE TRANSPORT ROUTIER, LE MONDE MUNICIPAL, LA GESTION DES LIEUX D'ENFOUISSEMENT, L'AGRICULTURE, LA SANTÉ, LA SÉCURITÉ CIVILE, L'ENVIRONNEMENT, LES RESSOURCES NATURELLES ET L'AMÉNAGEMENT DU TERRITOIRE.

LE QUÉBEC INCITERA ÉGALEMENT LE GOUVERNEMENT FÉDÉRAL À AGIR DANS SES PROPRES CHAMPS DE COMPÉTENCE, DE MANIÈRE COMPLÉMENTAIRE AU PRÉSENT PLAN D'ACTION.

2. LES ACTIONS À METTRE EN ŒUVRE DE 2006 À 2012



Source : Jean-François Lefebvre, 10/18

2.1 LES ACTIONS SECTORIELLES VISANT LA RÉDUCTION OU L'ÉVITEMENT DES ÉMISSIONS DE GES AU QUÉBEC

2.1.1 L'énergie

Depuis plus de 50 ans, le Québec s'est démarqué par son savoir-faire dans le domaine énergétique en développant ses ressources hydriques. La production d'électricité génère beaucoup moins d'émissions de GES en 2005 au Québec (1,6 % des émissions) que dans l'ensemble du Canada (17,4 % des émissions) où le charbon, le pétrole et le gaz naturel constituent les principales sources d'énergie. Cette situation s'explique par le fait que 96 % de la puissance électrique disponible au Québec est de source renouvelable, un des taux les plus élevés de la planète dont le Québec peut s'enorgueillir. Toutefois, cette situation fait en sorte qu'il sera d'autant plus difficile pour le Québec de réduire ses émissions de GES.

Fort d'un tel succès, le Québec entend poursuivre le développement de son potentiel hydroélectrique, mais désire également investir dans les nouvelles formes d'énergie renouvelable, notamment l'énergie éolienne, tout en insistant sur la nécessité de diminuer la consommation d'électricité dans tous les secteurs d'activité économique.

En 2005, les émissions de GES provenant des hydrocarbures et du charbon totalisaient 66,0 Mt ou 71,7 % des émissions de GES du Québec. Elles proviennent du secteur des transports (53,9 %), des secteurs minier et manufacturier (19,3 %), des sous-secteurs résidentiel, commercial et institutionnel (18,2 %) ainsi que du secteur énergétique (production, transport et distribution) (7,7 %).

En mai 2006, le gouvernement du Québec a dévoilé sa stratégie énergétique, intitulée *L'énergie pour construire le Québec de demain*. Cette stratégie prévoit de nouveaux développements d'énergies renouvelables (hydroélectricité, énergie éolienne et biomasse) et mise sur une utilisation plus efficace de toutes les formes d'énergie.

L'hydroélectricité

L'hydroélectricité est une source d'énergie propre, renouvelable et propice pour le climat. Entre 2006 et 2012, plusieurs projets hydroélectriques majeurs, d'une puissance combinée de 1895 MW, seront mis en service. À terme, ces projets permettront d'éviter des émissions de près de 3 Mt de GES annuellement.

De plus, le gouvernement du Québec prévoit se constituer un portefeuille de 4500 MW de projets hydroélectriques supplémentaires d'ici 2010. Déjà, le processus d'évaluation environnementale du complexe de la Romaine de 1500 MW est amorcé. À terme, ces projets permettront d'éviter près de 8 Mt de GES annuellement.

Source : © Le Québec en images, CCMAR, Gaetan Bouffon

Source : © Le Québec en images, CCMAR, Denis Chabot





L'énergie éolienne

Par ailleurs, afin de tirer parti de la complémentarité hydroélectricité – énergie éolienne, le gouvernement s'est engagé à développer 4 000 MW d'électricité en provenance du vent d'ici 2015. Le développement d'une tranche de 3 000 MW a été amorcé en 2003 dans le cadre de deux appels d'offres. Lors du premier appel d'offres de 1 000 MW, huit projets totalisant 990 MW de puissance installée d'ici 2012 ont été retenus. Pour le second appel d'offres de 2 000 MW, les projets retenus ont été annoncés en mai 2008. Le gouvernement a également lancé, au printemps 2008, deux nouveaux appels d'offres de 250 MW chacun. Ces blocs sont réservés aux municipalités régionales de comté (MRC) et aux nations autochtones, en partenariat avec le secteur privé. Le développement de cette filière énergétique générera des investissements de près de 6,5 milliards de dollars sur dix ans et la création de plus de 2 000 emplois, tout en permettant d'éviter 2,9 Mt de GES annuellement. De surcroît, au-delà de 2015, selon les progrès technologiques accomplis dans ce domaine, le gouvernement fera en sorte qu'à chaque tranche de capacité hydroélectrique additionnelle, une proportion d'énergie éolienne équivalente à 10 % de celle-ci soit développée.

Par ailleurs, un projet de couplage éolien-diésel sera développé au Nunavik et des systèmes de jumelage éolien-diésel dans l'ensemble des réseaux autonomes (non raccordés au réseau électrique d'Hydro-Québec) seront implantés. Les études et relevés techniques nécessaires pour deux sites au Nunavik sont actuellement en cours et une mise en service pourrait être démarrée dès 2012. Hydro-Québec Distribution (HQD) travaille également en collaboration avec le conseil d'agglomération des Îles-de-la-Madeleine à l'élaboration d'un projet de couplage éolien-diésel sur le territoire desservi par la centrale de Cap-aux-Meules.

La biomasse

Avec ses vastes forêts, son agriculture dynamique et ses nombreuses municipalités, le Québec recèle d'une richesse peu exploitée actuellement : la biomasse résiduelle. La valorisation de cette biomasse renouvelable peut non seulement permettre la production d'électricité, mais elle peut également contribuer à diminuer la dépendance du Québec aux produits pétroliers par la production de biocarburants qui se substitueront aux énergies fossiles dans la chauffe industrielle, le chauffage résidentiel, commercial et institutionnel ainsi que dans les transports. Dans le cadre de la nouvelle stratégie énergétique, le gouvernement favorise donc la valorisation énergétique de la biomasse résiduelle. Il entend en outre lancer un appel d'offres de 100 MW en 2008 pour la production de 700 GWh d'énergie à partir de la biomasse.

L'efficacité énergétique

Outre la production d'énergie renouvelable, le Québec a pris la voie de l'efficacité énergétique. Certes, les Québécois consomment moins d'énergie par habitant que l'ensemble du Canada et des États-Unis, mais ils restent tout de même d'importants consommateurs d'énergie. À l'échelle canadienne, les choix énergétiques du Québec contribuent à éviter une quantité importante d'émissions de GES.

ÉMISSIONS DE GES ÉVITÉES EN 2012 PAR FILIÈRE ÉNERGÉTIQUE

Filière énergétique	Émissions de GES évitées en 2012
Hydroélectricité	3,0 Mt de CO ₂ éq.
Énergie éolienne	2,9 Mt de CO ₂ éq.
Efficacité énergétique	3,0 Mt de CO ₂ éq.



La stratégie énergétique entend générer, d'ici 2015, une quantité additionnelle d'électricité équivalente à celle que produit Manic 5, sans couler un seul mètre cube de béton et sans turbiner une seule goutte d'eau. La stratégie fixe ainsi trois cibles en efficacité énergétique. D'abord, du côté du gaz naturel, la stratégie a triplé la cible de 96,9 Mm³ en 2008. Elle passe à 350 Mm³ en 2015. Puis, dans le même esprit, la cible d'efficacité énergétique d'Hydro-Québec est portée de 4,1 TWh à l'horizon de 2010 à 11,0 TWh d'ici 2015, ce qui représente la consommation annuelle combinée des ménages de Québec, de Laval et de Sherbrooke. Enfin, une cible d'économie d'énergie a été adoptée pour la première fois dans le secteur des produits pétroliers de l'ordre de 2 Mt équivalent pétrole d'ici 2015, ce qui équivaut à 13,5 millions de barils de pétrole ou, encore, à un peu plus de 10 % de notre consommation annuelle de produits pétroliers au Québec.

Le gouvernement innove, en mettant de l'avant un plan d'ensemble qui touche tous les marchés et toutes les formes d'énergie, assorti de moyens pour le réaliser. L'Agence de l'efficacité énergétique a lancé sa consultation en avril 2008 et devrait dévoiler le plan final au cours de cette même année.

Au total, les émissions de GES évitées par l'efficacité énergétique dans les secteurs de l'électricité et du gaz naturel équivaldront à quelque 3 Mt en 2012.

MESURE 1 : METTRE EN PLACE DES PROGRAMMES DE FINANCEMENT VISANT L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE POUR LES PARTICULIERS, LES INDUSTRIES, LES INSTITUTIONS, LES COMMERCES ET LES MUNICIPALITÉS QUÉBÉCOISES

Potentiel de réduction et d'évitement total :	990 Kt
Investissement :	185 M \$

L'efficacité énergétique permet de réduire ou d'éviter l'émission de quantités substantielles de GES dans l'atmosphère et de réaliser, par la même occasion, des économies significatives sur la facture énergétique. Malgré ces avantages, les particuliers et les gestionnaires d'entreprises hésitent à appliquer des mesures d'efficacité énergétique en raison des critères de rentabilité qu'ils se sont fixés.

Le gouvernement du Québec élaborera un programme qui financera des projets d'efficacité énergétique visant le remplacement de générateurs d'air chaud et de chaudières pour les particuliers, les institutions, les petites, moyennes et grandes industries ainsi que les commerces et les municipalités.

Le gouvernement entend également élaborer un programme d'intervention visant à améliorer les procédés de réfrigération dans les secteurs municipal (arénas et curling), commercial (supermarchés) et industriel (entrepôt et industrie alimentaire).

L'AGENCE DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

L'Agence de l'efficacité énergétique a pour mission, dans une perspective de développement durable, de promouvoir l'efficacité énergétique et le développement de nouvelles technologies énergétiques pour toutes les sources d'énergie, dans tous les secteurs d'activité, au bénéfice de l'ensemble des citoyens des régions du Québec. L'Agence a également pour fonctions d'élaborer le plan d'ensemble en efficacité énergétique et en nouvelles technologies ainsi que d'en assurer la mise en œuvre et le suivi.



Enfin, cette mesure permettra la mise en œuvre, pour tous les secteurs, d'un programme visant à réduire la consommation de mazout lourd par des mesures d'efficacité énergétique ou à convertir des équipements vers des solutions de rechange plus propres telles que le gaz naturel et la biomasse. Ce programme sera accompagné d'une mesure réglementaire visant à resserrer la norme de teneur en soufre du mazout lourd. Ainsi, cette norme sera ramenée de 2 à 1,5 % en poids, partout au Québec. Là où le gaz naturel est accessible, elle sera ramenée à 1 %. Cette mesure permettra également de contribuer à la lutte contre les précipitations acides.

FACTEUR D'ÉMISSION DE CO₂ PAR TYPE DE CARBURANTS ET COMBUSTIBLES FOSSILES

Produit	Coefficient d'émission de CO ₂
Frazzine	1500 g/l
Gas naturel	1891 g/m ³
Essence	2360 g/l
Gasol	2730 g/l
Mazout léger	2830 g/l
Mazout lourd	3090 g/l
Charbon anthracite	2390 g/kg
Charbon bitumineux canadien	2249 g/kg
Charbon bitumineux américain	2323 g/kg
Coke de pétrole	3 190 g/kg

MESURE 2 : AMENDER LE CODE DE CONSTRUCTION DU QUÉBEC DE FAÇON À AMÉLIORER LE RENDEMENT ÉNERGÉTIQUE DES NOUVEAUX BÂTIMENTS ET HABITATIONS CONSTRUITS AU QUÉBEC

Potentiel de réduction et d'évitement total : 50 Kt
Investissement : 0 \$

La réglementation actuelle sur les nouveaux bâtiments et habitations date de plus de 20 ans, et plusieurs de ses dispositions sont désuètes. Afin d'actualiser cette réglementation, le gouvernement du Québec la révisera pour y inclure de nouvelles exigences de rendement énergétique s'appliquant à tous les nouveaux bâtiments et habitations qui seront construits au Québec. Elles porteront sur l'enveloppe des bâtiments (isolation, étanchéité à l'air, portes et fenêtres) ainsi que sur les systèmes mécaniques et électriques (ventilation, climatisation, chauffage, éclairage, etc.).

Des études techniques et économiques détermineront les niveaux précis des nouvelles prescriptions, et ces dernières s'inspireront de la norme volontaire Novoclimat pour les habitations individuelles et les immeubles résidentiels. En revanche, pour les bâtiments industriels, commerciaux et institutionnels, les nouvelles prescriptions viseront un rendement énergétique équivalent ou supérieur aux prescriptions prévues au Programme d'encouragement pour les bâtiments commerciaux du gouvernement fédéral.

2.1.2 Les transports et le monde municipal

Au Québec, le transport s'avère le secteur économique qui émet la plus grande proportion de GES, et ses émissions augmentent constamment. Pourtant, son parc automobile est l'un des plus performants au Canada en matière de consommation de carburants. Par ailleurs, Montréal se démarque comme une des villes d'Amérique du Nord où le transport en commun est le plus utilisé. Plusieurs actions sont actuellement en cours pour atténuer les émissions de GES provenant de ce secteur.



Depuis 2003, le gouvernement du Québec a investi annuellement 385 millions de dollars en moyenne pour aider au financement du transport collectif. Grâce aux multiples actions du gouvernement et de ses partenaires, les déplacements en transport collectif ont ainsi augmenté, malgré la forte concurrence de l'automobile. Entre autres, le nombre de passagers des trains de banlieue a doublé ces dix dernières années dans l'agglomération de Montréal. Les nouveaux parcours reliant Blainville à Saint-Jérôme et le centre-ville de Montréal aux villes de Repentigny et de Mascouche permettront de poursuivre les efforts en ce sens.

Avec la mise en œuvre de la Politique québécoise du transport collectif (dévoilée le 16 juin 2006) le gouvernement accentue l'aide financière au transport collectif. L'objectif visé est d'accroître l'achalandage du transport collectif de 8 % d'ici 2012. Pour ce faire, le ministère des Transports renforcera l'aide aux infrastructures de transport collectif.

Dans son budget 2006-2007, le gouvernement a annoncé une mesure qui permet aux employeurs d'augmenter de 100 à 200 % la déduction fiscale du prix des laissez-passer de transport en commun qu'ils fournissent à leurs salariés. En outre, le gouvernement offre un remboursement partiel de la taxe de vente du Québec (TVQ), jusqu'à concurrence de 2 000 \$, aux acheteurs de voitures hybrides (essence/électricité) qui consomment six litres et moins de carburant aux 100 kilomètres et un remboursement complet de la taxe sur le carburant perçue à l'achat de biodiésel.

Le 11 octobre 2007, le gouvernement annonçait le Plan québécois des infrastructures. Ce plan se traduira par des investissements de deux milliards de dollars au cours des quatre prochaines années, qui seront consacrés au maintien et à l'amélioration des infrastructures et des systèmes de transport collectif. À ce montant s'ajoutent plus de 500 millions de dollars de la Société de financement des infrastructures locales (SOFIL), qui seront également affectés au développement d'infrastructures de transport collectif.

Le transport intermodal a également connu un regain en 2005, particulièrement dans le domaine maritime. À titre d'exemple, l'entreprise Kruger a ouvert la marche en adoptant le transport par barge de ses copeaux de bois de Forestville à Trois-Rivières. Quant à Aluminerie Alouette inc., elle utilise le transport maritime pour 250 000 tonnes d'aluminium entre Sept-Îles et Trois-Rivières. Ces deux projets novateurs devraient permettre de réduire annuellement de 9 000 tonnes et de 14 500 tonnes les émissions de GES. Ce type de transport semble donc offrir un potentiel intéressant en matière de réduction de GES et d'efficacité énergétique.

Par ailleurs, une modification des frais d'immatriculation, en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2005, favorise la réduction des émissions polluantes et des GES des véhicules. En effet, un droit d'immatriculation additionnel est désormais prélevé sur les voitures de forte cylindrée (quatre litres et plus), ce qui permet de réinvestir dans le transport collectif.

Un amendement a également été apporté au Code de la sécurité routière du Québec, en décembre 2007, afin de permettre l'accès au réseau routier, dans le contexte de projets pilotes, à de nouveaux véhicules ou équipements dont les véhicules électriques à basse vitesse.

De plus, le Programme d'inspection et d'entretien des véhicules automobiles lourds (PIEVAL) est entré en vigueur le 1^{er} juin 2006. Ce programme oblige les transporteurs routiers à assurer un meilleur entretien de leurs véhicules, réduisant ainsi de 82 000 tonnes par année les émissions de GES ainsi que les émissions nocives (particules fines, oxydes d'azote, hydrocarbures).

Enfin, le milieu municipal joue un rôle clé dans la lutte contre les changements climatiques. On estime que celui-ci exerce un contrôle direct ou indirect sur environ la moitié des émissions de GES au Québec. Sa proximité avec les citoyens en fait un acteur de premier plan dans la réduction des émissions de GES, particulièrement dans le domaine du transport où la planification de l'urbanisation est un enjeu majeur et dans celui des



matières résiduelles. Les actions que les municipalités entreprendront au cours des prochaines années seront aussi déterminantes quant à leur capacité d'adaptation aux impacts des changements climatiques, que l'on pense notamment aux îlots de chaleur urbains, à l'érosion côtière et à la fonte du pergélisol.

Depuis 2002, les villes de Montréal et de Québec ont montré la voie au monde municipal en entreprenant l'inventaire des émissions de GES sur leur territoire et en initiant des actions concrètes en matière de lutte contre les changements climatiques. Plus récemment, Laval et Sherbrooke ont emboîté le pas.

Enfin, en mai 2007, le gouvernement a annoncé la création d'un nouveau programme de décontamination des terrains. *ClimatSol* favorisera l'intégration de mesures ayant un impact réel et mesurable sur la réduction de la consommation énergétique des bâtiments et des émissions de GES dans les projets de développement sur ces terrains. Le programme a une enveloppe totale de 50 millions de dollars sur une période de trois années (2007-2010). Pour être admissibles, les projets soumis dans le cadre de ce programme doivent inclure un volet d'efficacité énergétique des bâtiments, lorsqu'une construction neuve ou un ajout à un bâtiment existant est réalisé. Les projets doivent notamment prévoir le maintien ou la création de surfaces de végétation.

MESURE 3 : UTILISER LES LEVIERS D'INTERVENTION NÉCESSAIRES AFIN QUE LES MANUFACTURIERS DE VÉHICULES LÉGERS VENDUS AU QUÉBEC RESPECTENT UNE NORME D'ÉMISSIONS DE GES À COMPTER DE 2010

Potentiel de réduction et d'évitement total :	1,7 Mt
Investissement :	0 \$

En 2004, la Californie a adopté une nouvelle norme d'émissions de GES pour les véhicules légers. Celle-ci oblige les manufacturiers à offrir, sur le marché, des véhicules qui respectent un seuil maximum d'émissions de GES fixé annuellement. Entre 2009 et 2016, la norme californienne entraînera une diminution des émissions de GES de l'ordre de 25 à 30 % pour les nouveaux véhicules

vendus. Douze autres États américains dont l'État de New York et plusieurs États de la Nouvelle-Angleterre ont emboîté le pas à la Californie. Certains États du Midwest américain ont également annoncé leur intention de suivre leur exemple.

Le gouvernement du Québec entend utiliser les leviers d'intervention à sa disposition pour que les normes applicables aux véhicules vendus sur son territoire soient plus exigeantes sur les plans de la réduction des GES et de la consommation d'énergie. Le Québec est la première province canadienne à avoir annoncé son intention d'adopter de telles normes et souhaite qu'elles s'harmonisent avec celles définies par l'État de la Californie pour limiter les émissions de GES des automobiles. La mise en œuvre de cette mesure se fera de façon concomitante avec les dispositions californiennes.

MESURE 4 : VISER QUE LES DISTRIBUTEURS D'ESSENCE FOURNISSENT 5 % D'ÉTHANOL DANS L'ENSEMBLE DE LEURS VENTES DE CARBURANTS D'ICI 2012

Potentiel de réduction et d'évitement total :	780 Kt
Investissement :	30 M \$

L'utilisation d'éthanol comme carburant de remplacement permet de réduire les émissions de GES dans le secteur des transports. Pour faciliter l'accès à ce carburant, le gouvernement du Québec souhaite que les distributeurs d'essence fournissent un minimum de 5 % d'éthanol pour l'ensemble de leurs ventes de carburants au Québec d'ici 2012. Cette action permettra de diminuer la consommation d'essence de 300 millions de litres.

On doit signaler que le gouvernement du Québec privilégie la production locale d'éthanol cellulosique à partir de la biomasse forestière, des résidus agricoles et des matières résiduelles, et non à partir de maïs-grain. Techniquement, ce type d'éthanol est plus difficile à produire, mais il a l'avantage d'être plus rentable pour le Québec sur le plan environnemental.



MESURE 5 : SOUTENIR LES MUNICIPALITÉS POUR LA RÉALISATION D'INVENTAIRES MUNICIPAUX D'ÉMISSIONS DE GES ET DE PLANS DE LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES AINSI QUE POUR L'ADOPTION DE RÉGLEMENTS POUR CONTRER LA MARCHÉ AU RALENTI INUTILE DES VÉHICULES

Potentiel de réduction et d'évitement total : 460 Kt
Investissement : 14,2 M \$

Le gouvernement du Québec entend soutenir financièrement les organismes municipaux (municipalités, MRC, régies intermunicipales, etc.) qui souhaitent réaliser un inventaire de leurs émissions de GES et un plan de lutte contre les changements climatiques. Les organismes municipaux ayant déjà réalisé cet inventaire de même qu'un plan d'action seront, quant à eux, invités à élaborer un plan d'adaptation aux impacts des changements climatiques.

De plus, le gouvernement du Québec appuiera financièrement les municipalités ayant adopté un règlement visant à contrer la marche au ralenti inutile des moteurs des véhicules ou qui ont l'intention de le faire. La marche au ralenti consiste à laisser tourner le moteur d'un véhicule immobilisé. Un moteur qui tourne ainsi au ralenti pendant dix minutes par jour consomme en moyenne 100 litres de carburant par année et émet 254 kilogrammes de GES ainsi que plusieurs autres polluants atmosphériques nocifs pour la santé. Sur un parc automobile québécois de 4,2 millions de véhicules, ces émissions représentent d'importantes quantités de GES.

Quelques municipalités au Québec dont les villes de Montréal et de Québec réglementent déjà la marche au ralenti sur leur territoire, et de nombreuses municipalités ont déjà manifesté l'intérêt d'adopter une telle réglementation.

MESURE 6 : FAVORISER LE DÉVELOPPEMENT ET L'UTILISATION DU TRANSPORT COLLECTIF

Potentiel de réduction et d'évitement total : 100 Kt
Investissement : 720 M \$

Au Québec, il existe un important potentiel de réduction des émissions de GES dans le secteur des transports en milieu urbain. Le transport collectif regroupe les services de transport en commun urbain et interurbain, le transport scolaire, le transport adapté et le transport collectif en milieu rural.

Ainsi, le gouvernement favorisera le développement et l'utilisation du transport collectif en finançant, notamment, l'aménagement de voies réservées et l'adoption de mesures préférentielles pour le transport collectif. Dans le cadre de cette mesure, il pourrait aussi faciliter l'achat d'autobus hybrides ou électriques, l'ajout de trains de banlieue et l'amélioration des infrastructures du métro.

MESURE 7 : FAVORISER LE DÉVELOPPEMENT ET L'UTILISATION DE MODES DE TRANSPORT ALTERNATIFS

Potentiel de réduction et d'évitement total : 30 Kt
Investissement : 60 M \$

Outre le transport collectif, il existe plusieurs options visant à réduire l'utilisation quotidienne de l'auto solo. Le covoiturage et le transport actif (vélo, marche, etc.) constituent des solutions viables dont le gouvernement souhaite faire la promotion auprès de la population et des entreprises. Par exemple, les citoyens qui enfourchent leur vélo pour se rendre à leur lieu de travail améliorent en même temps leur forme physique. Ils n'émettent pas de pollution atmosphérique ni de GES et, de surcroît, ils contribuent à réduire le smog urbain et la pollution sonore. Afin de promouvoir ce mode de transport alternatif, il est essentiel de développer des réseaux de voies cyclables sécuritaires qui traversent les quartiers résidentiels vers les pôles d'emplois, comme les centres-villes, les parcs industriels, les centres commerciaux, les établissements du réseau de l'éducation, etc.



De même, le covoiturage réduit les frais de déplacement des citoyens, tout en diminuant la congestion urbaine et les émissions de GES qui y sont associées.

Le gouvernement entend instaurer un programme de financement de projets d'infrastructures favorisant l'utilisation de ces modes de transport alternatifs.

MESURE 8 : FAVORISER L'IMPLANTATION DE PROJETS INTERMODAUX POUR LE TRANSPORT DES MARCHANDISES

Potentiel de réduction et d'évitement total : 80 Kt
Investissement : 60 M \$

Le transport des marchandises est un pilier essentiel de l'essor de notre économie. Le Québec bénéficie déjà de réseaux étendus en matière de transports ferroviaire et maritime. En général, ces modes de transport produisent beaucoup moins d'émissions de GES que le transport routier. En effet, le cabotage et le transport ferroviaire émettent respectivement 10 grammes et 18 grammes de GES par tonne-kilomètre alors que les camions en produisent 96 grammes. Dans ce contexte, le gouvernement entend soutenir financièrement l'implantation de projets de transport intermodal afin de favoriser un meilleur équilibre entre les différents modes de transport dans le système québécois existant et permettre ainsi d'importantes réductions des émissions de GES.

MESURE 9 : METTRE SUR PIED UN PROGRAMME D'AIDE GOUVERNEMENTALE À L'AMÉLIORATION DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE DANS LE TRANSPORT DES MARCHANDISES

Potentiel de réduction et d'évitement total : 1,05 Mt
Investissement : 45 M \$

Entre 1990 et 2005, les émissions de GES générées par les véhicules lourds ont augmenté de 84 % en raison de la demande croissante pour ce type de transport. Pour réduire les émissions de GES, il faut tirer pleinement parti des innovations technologiques qui rendent le transport plus efficace et améliorent, par le fait même, la compétitivité de ce secteur de l'économie.

Par cette action, le gouvernement soutiendra financièrement l'introduction de nouvelles technologies en matière d'efficacité énergétique et de réduction des émissions de GES chez les entreprises de camionnage. Le programme d'aide financière facilitera l'acquisition d'équipements améliorant l'aérodynamisme des véhicules et l'efficacité énergétique des flottes de véhicules, tels des systèmes d'alimentation électrique d'appoint (génératrice embarquée), des systèmes de chauffage ou de climatisation d'appoint, des systèmes d'aide à l'exploitation et des ordinateurs de bord.

En ce qui a trait aux transports maritime et ferroviaire, le gouvernement favorisera les investissements technologiques et techniques en vue d'améliorer l'efficacité énergétique des navires et des locomotives.

Le programme permettra également de financer des projets de recherche ou des projets pilotes qui démontreront un potentiel en matière de réduction des émissions de GES dans le transport des marchandises.



MESURE 10 : ADOPTER UNE RÉGLEMENTATION QUI RENDRA OBLIGATOIRE L'ACTIVATION DES LIMITEURS DE VITESSE SUR TOUS LES CAMIONS AINSI QUE LE RÉGLAGE DE LA VITESSE MAXIMALE DE CES VÉHICULES À 105 KM/H

Potentiel de réduction et d'évitement total : 330 Kt
Investissement : 0 \$

Un limiteur de vitesse est un circuit intégré qui permet de régler la vitesse maximale d'un véhicule. La plupart des camions construits au cours de la dernière décennie sont équipés de cette technologie. Le règlement visera tous les véhicules lourds immatriculés au Québec.

Grâce à cette action, il sera possible de réaliser des économies de carburant de l'ordre de 10 500 litres pour un camion (tracteur et semi-remorque), ce qui se traduira par des économies annuelles de plus de 8 000 \$ par camion du point de vue de la consommation de carburant, laquelle est calculée sur un parcours annuel de 200 000 kilomètres.

2.1.3 Le secteur industriel québécois

Globalement, le secteur industriel québécois a réduit ses émissions de GES de 8,5 % de 1990 à 2005. Il est cependant responsable de près de 31 % du bilan de GES. Les principales industries émettrices de GES au Québec sont celles de l'aluminium, des pâtes et papiers, du raffinage du pétrole, de la métallurgie, du ciment, de la chaux et des produits chimiques. Il est donc essentiel d'inciter les entreprises à poursuivre leurs efforts en matière de réduction des émissions de GES.

Dans le plan d'action 2000-2003, le gouvernement du Québec avait adopté une approche volontaire avec certains émetteurs industriels. Ainsi, en 2002, il avait conclu une entente cadre avec l'Association de l'aluminium du Canada ainsi que des ententes particulières avec les entreprises Alcoa inc., Alcan inc. et Aluminerie Alouette inc. À elles seules, ces ententes ont permis des réductions d'émissions de GES totalisant quelque 550 000 tonnes CO₂ éq. par année.

Par ailleurs, afin de consolider ses connaissances sur les émissions provenant du secteur industriel, le gouvernement a adopté, en novembre 2007, un règlement exigeant que les principaux émetteurs déclarent leurs émissions de GES et d'autres contaminants atmosphériques sur une base annuelle.

MESURE 11 : RÉDUIRE LES ÉMISSIONS DE GES DU SECTEUR INDUSTRIEL QUÉBÉCOIS

Potentiel de réduction et d'évitement total : 940 Kt
Investissement : 1,2 M \$

Dans le plan d'action dévoilé en 2006, le gouvernement souhaitait poursuivre la conclusion d'ententes volontaires avec tous les secteurs industriels, puisque cette approche avait donné des résultats probants depuis 2002. Toutefois, cette décision a été révisée à la suite du dévoilement du Cadre réglementaire fédéral sur les émissions atmosphériques (avril 2007) qui s'avère inadéquat pour le Québec et de l'émergence de systèmes régionaux d'échange de droits et de crédits d'émission de GES sur la scène nord-américaine.

Dans ce contexte, le gouvernement du Québec a décidé d'opter pour une approche réglementaire de plafonnement et d'échange de droits d'émissions de GES afin de favoriser l'atteinte de la cible de réduction du secteur industriel québécois, tout en permettant aux entreprises visées de se conformer à moindre coût. C'est dans cette perspective que le Québec est devenu membre de la Western Climate Initiative (WCI) en avril 2008. Ce regroupement d'États américains et de provinces canadiennes a pour principal but le développement et la mise en place d'un système de plafonnement et d'échange de droits et de crédits d'émission de GES.



C'est dans ce contexte que le Québec et l'Ontario ont lancé, le 2 juin 2008, l'Initiative provinciale et territoriale sur les marchés climatiques, laquelle œuvrera au développement et à la mise en place, probablement dès 2010, d'un système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de GES. Ce système sera élaboré en conjonction avec d'autres systèmes régionaux en développement dont celui de la WCI.

Ces alliances avec la WCI et l'Ontario assureront une participation active des entreprises québécoises dans un marché du carbone qui sera compatible avec d'autres systèmes de droits et de crédits d'émission de GES.

MESURE 12 : METTRE EN ŒUVRE LE RÈGLEMENT SUR LES HALOCARBURES

Potentiel de réduction et d'évitement total :	700 Kt
Investissement :	0 \$

Le Règlement sur les halocarbures, adopté en 2004, vise à réduire les émissions d'halocarbures dans l'atmosphère en bannissant les CFC et les halons. Ce règlement impose la récupération ou la vidange des appareils contenant des halocarbures avant d'entreprendre tout travail susceptible de produire des émissions. Il prévoit aussi que la main-d'œuvre qui utilise les halocarbures obtienne la qualification environnementale requise.

2.1.4 Les matières résiduelles

Le Québec élimine, chaque année, 6,4 Mt de matières résiduelles, principalement par enfouissement. Les biogaz générés par la décomposition anaérobie (en l'absence d'un apport d'oxygène) des matières organiques éliminées dans les lieux d'enfouissement sont une importante source de GES. La contribution du méthane à l'effet de serre est considérée 21 fois plus dommageable que le dioxyde de carbone. En 2005, 6,5 Mt CO₂ éq. ont été générées par les sites d'enfouissement du Québec.

MESURE 13 : METTRE EN ŒUVRE LE RÈGLEMENT SUR L'ENFOUISSEMENT ET L'INCINÉRATION DES MATIÈRES RÉSIDUELLES (REIMR)

Potentiel de réduction et d'évitement total :	500 Kt
Investissement :	0 \$

En 2006, une importante réglementation qui vise notamment à minimiser l'impact des biogaz générés par les sites d'enfouissement est entrée en vigueur. En effet, le REIMR comporte plusieurs dispositions visant à contrôler les émissions de biogaz et à effectuer un suivi constant de l'efficacité des équipements mis en place à cette fin. Dorénavant, tous les lieux d'enfouissement technique (LET) devront assurer la gestion des biogaz générés. Les lieux d'enfouissements techniques les plus importants, où se retrouvent, au total, plus de 50 000 tonnes de matières résiduelles par année, devront capter les biogaz pour, idéalement, les valoriser ou encore les brûler.

MESURE 14 : SOUTENIR FINANCIÈREMENT LE CAPTAGE ET LE BRÛLAGE OU LA VALORISATION DES BIOGAZ GÉNÉRÉS PAR LES LIEUX D'ENFOUISSEMENT QUI NE FONT PAS L'OBJET D'UNE OBLIGATION À CET EFFET DANS LE CADRE DU REIMR

Potentiel de réduction et d'évitement total :	3,7 Mt
Investissement :	38 M \$

Il existe une multitude de sites plus petits et fermés depuis quelques années ou qui vont fermer dans les prochaines années qui ne sont pas assujettis à la nouvelle réglementation québécoise. Ces sites offrent un potentiel de réduction de GES intéressant, et le gouvernement entend soutenir financièrement la mise en place d'équipements permettant de capter et de brûler ou de valoriser ces biogaz sur le plan énergétique. De plus, le gouvernement a annoncé, dans la Stratégie énergétique, son intention de déréglementer les activités de distribution de biogaz afin d'en faciliter le processus de valorisation.



2.1.5 L'agriculture et la valorisation de la biomasse

En agriculture, les émissions de GES proviennent essentiellement des processus biologiques (interactions entre les microbes du sol et l'azote, digestion chez les ruminants et stockage des engrais de ferme) et de l'utilisation de carburants et de combustibles. En 2005, le secteur agricole a émis 7,7 Mt CO₂ éq., ce qui représentait 8 % des émissions de GES du Québec. De 1990 à 2005, le niveau des émissions est resté relativement stable, se limitant à une hausse de 2,7 % alors que le PIB agricole augmentait de presque 30 %.

MESURE 15 : METTRE EN PLACE DES PROGRAMMES D'AIDE POUR LE TRAITEMENT DU FUMIER AINSI QUE POUR LA VALORISATION ÉNERGÉTIQUE DES BIOMASSES AGRICOLE, FORESTIÈRE ET MUNICIPALE

Potentiel de réduction et d'évitement total :	1,8 Mt
Investissement :	124 M \$

Près de 20 % des émissions du secteur sont associés à la gestion des fumiers. Il existe plusieurs technologies de gestion de ces matières qui permettent leur valorisation énergétique et des gains appréciables en matière de réduction de GES. De plus, d'autres biomasses du secteur agricole peuvent servir de source d'énergie et ainsi se substituer aux sources d'énergie fossile pour diminuer les émissions de CO₂ d'origine anthropique. Le gouvernement instaurera donc un programme de financement pour appuyer des actions visant à réduire les émissions de GES dans ce secteur.

Par ailleurs, le gouvernement souhaite favoriser la réduction d'émissions de GES en valorisant, à des fins énergétiques, des biomasses forestière, agricole et municipale (incluant les résidus organiques des commerces, des institutions et des industries). Aucun projet de valorisation énergétique de la biomasse alimentaire ne sera admis dans le cadre de cette mesure.

2.1.6 Le leadership gouvernemental

Le gouvernement du Québec entend donner l'exemple en matière de lutte contre les changements climatiques en réduisant ses émissions de GES qui proviennent, notamment, des bâtiments publics et de son parc de véhicules légers.

Les émissions totales de GES pour l'ensemble des bâtiments publics du Québec ont été réduites de plus de 15 % en moyenne, depuis 1990, grâce à la mise en place d'actions en matière d'efficacité énergétique. L'adhésion au programme *Visez vert* constitue un des objectifs du Plan stratégique 2006-2009 de la Société immobilière du Québec. Déjà 63 bâtiments de la SIQ ont reçu, en 2007, cette certification pour l'intégration de pratiques éco-responsables.

Par ailleurs, au chapitre des transports, plusieurs ministères ont acquis des véhicules légers de type hybride et la subvention aux stationnements pour le personnel de l'État sera abolie en 2009.

Malgré cette bonne performance, les possibilités de réduire les émissions de GES dans les bâtiments publics et dans les flottes de transport restent importantes.

MESURE 16 : AMÉLIORER, D'ICI 2010, L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE DANS LES BÂTIMENTS PUBLICS DE 10 À 14 % SOUS LE NIVEAU DE 2003 ET RÉDUIRE DE 20 % LA CONSOMMATION DE CARBURANT DANS LES MINISTÈRES ET LES ORGANISMES PUBLICS

Potentiel de réduction et d'évitement total :	150 Kt
Investissement :	0 \$

Le gouvernement entend poursuivre sa bonne performance en matière d'efficacité énergétique dans les bâtiments publics en demandant aux commissions scolaires et à la Société immobilière du Québec d'améliorer de 10 % l'efficacité énergétique de leurs immeubles par rapport à 2003. La cible est de 14 % pour les établissements d'enseignement supérieur et ceux de la santé et des services sociaux alors qu'elle est de 12 % pour les autres ministères et organismes.



De plus, tous les bâtiments neufs qui s'ajouteront aux réseaux publics, de même que tous les agrandissements et toutes les rénovations majeures, devront fournir de nouveaux rendements énergétiques. Ceux-ci devront se traduire par une amélioration d'au moins 25 % de l'efficacité énergétique par rapport aux normes fixées pour les nouveaux bâtiments par le Code modèle national sur l'énergie pour les bâtiments, en attendant l'entrée en vigueur du nouveau Code de construction du Québec.

Le gouvernement du Québec veut également donner l'exemple en matière de transport. Il entend réduire de 20 % la consommation de carburant des ministères et des organismes d'ici 2010 par rapport à 2003. Ainsi, il fera un suivi annuel de l'utilisation des véhicules ; il adoptera des règles pour améliorer l'ensemble des déplacements d'affaires, sensibilisera les conducteurs à la conduite écoénergétique et établira des critères plus favorables à l'environnement pour l'achat de véhicules. Enfin, le gouvernement du Québec améliorera l'entretien de ses véhicules et bonifiera les programmes de formation conçus pour le personnel d'entretien et les utilisateurs des véhicules.

Ces actions se feront en collaboration avec l'Agence de l'efficacité énergétique. Un mécanisme de reddition de comptes par les ministères et les organismes sera intégré dans leur rapport de gestion.

MESURE 17 : EXIGER QUE CHAQUE MINISTÈRE DÉVELOPPE UN PROGRAMME VISANT À RÉDUIRE LES ÉMISSIONS DE GES OCCASIONNÉES PAR LES DÉPLACEMENTS DES EMPLOYÉS POUR SE RENDRE AU TRAVAIL

Potentiel de réduction et d'évitement total :	20 Kt
Investissement :	9 M \$

Ce type de programme consiste à réaliser une étude sur les déplacements quotidiens du personnel pour se rendre au travail et à lui suggérer des solutions de remplacement à l'utilisation de l'auto solo en vue de réduire les émissions de GES. D'autres actions pourraient être proposées, telles que le financement des laissez-passer mensuels pour le transport en commun, la réservation d'espaces de stationnement aux covoitureurs, la création d'un site Internet de covoiturage, la mise en place de navettes à l'usage exclusif des cyclistes, l'aménagement de stationnements sécuritaires, de casiers et de douches en vue d'améliorer l'accès aux lieux de travail en vélo, etc.

2.1.7 La sensibilisation du public

Dans ses choix quotidiens, chaque consommateur a une responsabilité à l'égard du réchauffement climatique. Il faut donc sensibiliser les personnes à la nécessité d'agir pour contrer les changements climatiques et de rester à l'affût des différents moyens disponibles pour y arriver. À cette fin, plusieurs initiatives pour sensibiliser la population à ces changements ont été réalisées au Québec ces dernières années.

En matière de conduite automobile, la Société de l'assurance automobile du Québec (SAAQ) a ajouté de nouveaux conseils éconergétiques dans son nouveau guide intitulé *Conduire un véhicule de promenade*. De plus, la Société introduira prochainement un volet d'efficacité énergétique dans les examens conditionnels à l'obtention du permis de conduire. Grâce à cette initiative, les nouveaux conducteurs seront pleinement conscients des impacts de l'automobile sur l'environnement et connaîtront différents moyens de minimiser ces impacts, ce qui leur permettra aussi de réaliser des économies de carburant.



MESURE 18 : SOUTENIR DIVERSES INITIATIVES DE SENSIBILISATION DU PUBLIC ET DE PARTENARIATS

Potentiel de réduction et d'évitement total : 100 Kt
Investissement : 31,5 M \$

Le gouvernement entend participer financièrement à la réalisation de projets structurants et d'initiatives diverses en matière de sensibilisation à la lutte contre les changements climatiques ainsi qu'à des partenariats visant notamment le développement du marché du carbone.

MESURE 19 : IMPLANTER UN PROGRAMME DE FORMATION POUR LES ENTREPRISES ET LES ORGANISMES QUÉBÉCOIS SUR LES DIFFÉRENTS SYSTÈMES DE CRÉDITS DE CO₂

Potentiel de réduction et d'évitement total : 0 Kt
Investissement : 3 M \$

Depuis la mise en œuvre du Protocole de Kyoto, un marché international de réductions des émissions de GES a vu le jour et les transactions effectuées en 2006 ont été évaluées à 30 milliards de dollars. Le segment de marché le plus actif, situé en Europe, existe depuis janvier 2005. Du côté nord-américain, des réductions d'émissions volontaires se transigent déjà sur une bourse du carbone, le Chicago Climate Exchange (CCX). Certaines transactions devraient également se réaliser au Canada, puisqu'en juillet 2006, la Bourse de Montréal et le CCX ont conclu un partenariat visant la création du Marché climatique de Montréal (Montreal Climate Exchange – MceX), la première bourse de produits financiers liés à l'environnement au Canada. En mai 2008, la Bourse de Montréal a lancé la négociation de contrats à terme du MceX liés aux émissions de carbone.

En outre, plusieurs initiatives visant la création de systèmes d'échange de droits et de crédits d'émission de GES sont actuellement en cours sur la scène nord-américaine. Parmi ces initiatives, on retrouve la Western Climate Initiative dont le Québec est membre, le Cadre réglementaire fédéral sur les émissions de GES et la Regional Greenhouse Gas Initiative (RGGI) où le Québec siège à titre d'observateur.

Le développement de ces systèmes génère des occasions d'affaires pour plusieurs entreprises et institutions québécoises, notamment dans les secteurs directement liés à l'environnement et à l'énergie, mais également dans tous les domaines où une réduction des émissions de GES est possible. Il est donc dans l'intérêt du Québec de préparer les entreprises à ces marchés potentiels et d'encourager la réalisation de projets de réduction d'émissions de GES.

Une formation sur le fonctionnement des mécanismes nationaux et internationaux en trois volets sera offerte aux entreprises et aux organismes québécois. Le premier volet les initiera aux occasions du marché du carbone, le deuxième expliquera en détails les modalités d'un projet de réduction de GES et le troisième explorera les besoins des entreprises émettrices et leurs possibilités de réduction. De plus, des études de marché et des missions commerciales pourront être réalisées ainsi que le développement de protocoles de quantification des réductions d'émissions.



2.1.8 La recherche, le développement et le déploiement des technologies

Dans un contexte de lutte contre les changements climatiques, il va de soi que les réductions d'émissions de GES à moyen et long termes se réaliseront, dans une large proportion, grâce à l'implantation de nouvelles technologies. Ainsi, le gouvernement entend encourager le développement des technologies liées aux énergies renouvelables, aux biocarburants, à l'efficacité énergétique, à la valorisation de la biomasse et à la séquestration du CO₂. Au Québec, la recherche et développement (R-D) dans des technologies liées aux changements climatiques ont connu un essor important depuis quelques années. Un recensement récent a permis de mettre en lumière plus de 100 technologies émergentes ayant un impact sur la réduction des GES.

Des marchés intéressants s'offrent aux entreprises qui œuvrent dans le développement de technologies pour lutter contre les changements climatiques. À l'échelle mondiale, on observe une demande croissante en énergie propre et en efficacité énergétique, stimulée par les efforts de réduction des émissions de GES et la volonté des États de réduire leur dépendance au pétrole.

Depuis 2002, plusieurs innovations technologiques québécoises dans les domaines de l'efficacité énergétique, de la valorisation énergétique des biomasses (lisier, déchets, résidus forestiers) et de l'énergie renouvelable ont vu le jour grâce, notamment, au Programme de soutien aux vitrines technologiques du gouvernement du Québec. Ces technologies qui permettront de réduire les émissions de GES générées par ces secteurs laissent entrevoir des perspectives d'exportation très intéressantes, dans un contexte où le marché du carbone se développe très rapidement des deux côtés de l'Atlantique.

En matière de transport, plusieurs autres technologies d'intérêt ont été développées depuis quelques années : le système de motorisation électrique développé par le groupe TM4 (filiale d'Hydro-Québec), la miniaturisation de systèmes de chauffage pour les cabines des fardiers

et la confection de nouveaux métaux plus légers, mais plus résistants pour l'industrie de l'automobile. De plus, le Québec s'est doté, ces dernières années, d'un Institut de recherche sur l'hydrogène à l'Université du Québec à Trois-Rivières. Cet organisme mène des recherches d'avant-garde sur la production, le stockage et les utilisations énergétiques de l'hydrogène, un domaine qui s'annonce prometteur.

Enfin, le gouvernement a dévoilé, en mai 2008, sa nouvelle Stratégie de développement de l'industrie de l'environnement et des technologies vertes : *Pour un Québec vert et prospère*, qui bénéficie d'un budget de 282 millions de dollars. Le développement et le déploiement de ces nouvelles technologies constituent une occasion unique de favoriser l'essor d'une industrie des technologies vertes qui conjugue lutte contre les changements climatiques et occasions d'affaires. À cet effet, le gouvernement a contribué à hauteur de 25 millions de dollars à la création d'un fonds de capital de risque avec divers partenaires. Ce fonds de 100 millions permettra aux entreprises manufacturières de réaliser des projets de production d'énergie renouvelable et de technologies propres visant la réduction de GES.

MESURE 20 : INSTAURER UN PROGRAMME POUR SOUTENIR LA RECHERCHE ET L'INNOVATION TECHNOLOGIQUE VISANT LA RÉDUCTION ET LA SÉQUESTRATION DES GES

Potentiel de réduction ou d'évitement total :	1,1 Mt
Investissement :	135 M \$

Le gouvernement a identifié les créneaux les plus porteurs pour le Québec en matière de recherche et développement (R-D), compte tenu des organismes existants, de l'expertise actuelle des chercheurs universitaires et du potentiel de fabrication. Parmi ces créneaux figurent la valorisation des biomasses forestière, agricole et municipale, la capture et la séquestration des émissions de GES, la géothermie, l'énergie solaire et l'hydrogène.



Le gouvernement du Québec entend élaborer des programmes d'aide financière aux projets de recherche pour encourager les innovations québécoises dans ces secteurs. Le soutien gouvernemental visera surtout la dernière phase de développement et de démonstration précommerciale de technologies qui permettent de lutter contre les changements climatiques et qui améliorent la productivité, la rentabilité et la compétitivité globale de l'industrie québécoise.

Les étapes de démonstration, de précommercialisation et de mise en marché de ces nouvelles technologies seront appuyées de manière à rentabiliser les investissements en recherche par la vente et l'exportation de produits et de services québécois associés aux technologies de réduction d'émissions de GES. Pour ces dernières étapes, une aide financière sera accordée afin d'accompagner les entreprises dans le montage de leur projet, de financer les projets de démonstration de technologies innovantes et d'adapter des technologies existantes au contexte québécois.

Par ailleurs, il existe un important potentiel de séquestration géologique et minérale du CO₂ au Québec : par exemple dans les aquifères salins des bassins sédimentaires ou dans certains résidus industriels tels que ceux de l'exploitation de l'amiante (chrysolite). Le gouvernement soutiendra donc la recherche et le développement dans ce domaine d'avenir.

2.1.9 Le recours aux instruments économiques en changements climatiques

Les lois du marché et les réglementations traditionnelles ne donnent pas toujours les résultats escomptés en matière d'environnement. Les instruments économiques comptent parmi les outils dont les gouvernements disposent pour réduire les émissions de GES. Les organismes tels que l'Organisation de coopération et de développement économique (OCDE) et la Table ronde nationale sur l'économie et l'environnement (TRNEE) du Canada recommandent fortement leur utilisation pour changer les comportements des entreprises et des individus.

Les hydrocarbures, utilisés surtout dans les secteurs du transport et du chauffage des bâtiments, sont responsables de plus de 70 % des émissions de GES au Québec. Pour réduire substantiellement les GES, il faut cibler ces sources d'énergie en recourant aux outils disponibles, qu'ils soient réglementaires, économiques ou volontaires.

Après l'entrée en vigueur de la Loi sur le développement durable en avril 2006, le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs s'est doté d'un Fonds vert (juin 2006). Ce fonds peut être alimenté à partir de sommes perçues en application d'instruments économiques.

LES CATÉGORIES D'INSTRUMENTS ÉCONOMIQUES

On peut classer les instruments économiques en deux grandes catégories : les instruments fiscaux et les instruments non fiscaux. La première catégorie englobe les écotaxes, les redevances à l'utilisation, les encouragements fiscaux et les incitations financières à la mise en conformité. La seconde comprend les systèmes d'échange de droits et de crédits d'émission, ainsi que la consignation.



Le financement des actions en matière de changements climatiques sera assuré par une redevance sur les carburants et les combustibles fossiles, perçue auprès des distributeurs visés et appelée redevance annuelle au Fonds vert. En plus de susciter la prise de conscience souhaitée au sein de la population et d'inciter les utilisateurs à modifier leur comportement, le prélèvement de cette redevance aidera aussi à atteindre les objectifs escomptés pour l'environnement.

Les revenus générés par la redevance seront de l'ordre de 1,2 milliard de dollars sur six ans, soit 200 millions de dollars par année, auxquels s'ajoute un apport du gouvernement fédéral de 350 millions de dollars provenant du Fonds en fiducie Canada sur la qualité de l'air et les changements climatiques. Ainsi, le Québec bénéficiera d'un montant global de 1,55 milliard de dollars d'ici 2012. Ces sommes, versées au Fonds vert, serviront à financer les 26 actions du plan d'action dont celles touchant l'énergie, le transport, le monde municipal, le secteur industriel, les matières résiduelles, l'agriculture, la sensibilisation du public, l'innovation technologique, la santé et l'environnement.

Le tableau suivant résume l'ensemble de ces actions de réduction et d'évitement des émissions de GES pour la période de 2006 à 2012. Des renseignements supplémentaires sont fournis en annexe.

RÉDUCTION ET ÉVITEMENT DES ÉMISSIONS DE GES À ATTEINDRE D'ICI 2012

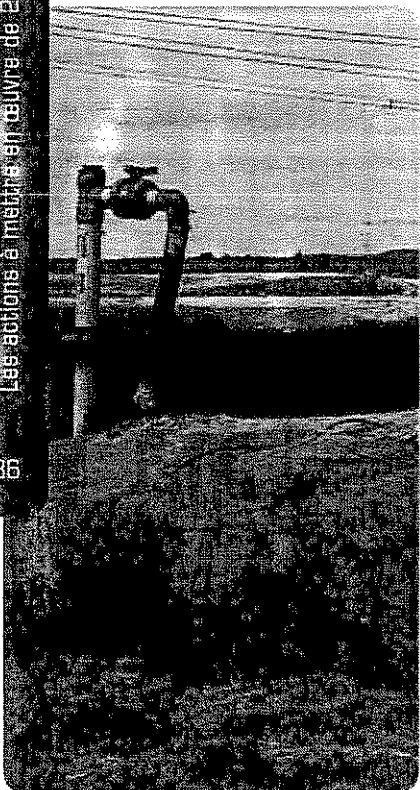
Actions de réduction et d'évitement des émissions de GES	Potentiel de réduction et d'évitement des émissions de GES
Énergie et transport (actions incluant l'innovation technologique, l'efficacité énergétique dans les bâtiments, le monde municipal, les carburants de remplacement, le transport des personnes et des marchandises)	5,6 Mt CO ₂ éq.
Secteur industriel (mesures volontaires et réglementaires dont le Règlement sur les halocarbures)	1,6 Mt CO ₂ éq.
Matières résiduelles (mise en œuvre du Règlement sur l'enfouissement et l'incinération des matières résiduelles, captage et valorisation des biogaz dans certains lieux d'enfouissement existants)	4,2 Mt CO ₂ éq.
Agriculture et valorisation des biomasses agricole, forestière et municipale	1,8 Mt CO ₂ éq.
Leadership gouvernemental	0,2 Mt CO ₂ éq.
Sensibilisation du public	0,1 Mt CO ₂ éq.
Développement technologique	1,1 Mt CO ₂ éq.
TOTAL	14,6 Mt CO₂ éq.



Source : Ministère des Ressources naturelles et de la Faune



Source : Denis Brousseau © Le Québec en images, CCDMD



Source : Bironaz © Le Québec en images CCDMD, Denis Chabot

2.2

L'IMPACT DU PLAN D'ACTION SUR LES ÉMISSIONS QUÉBÉCOISES DE GES

Les actions décrites dans le plan permettront au gouvernement du Québec de réduire de 14,6 Mt CO₂ éq. les émissions québécoises de GES sous le niveau anticipé de 2012, selon un scénario prévisionnel du cours normal des affaires (CNA). Les émissions de 2012 seront donc ramenées de 96,9 Mt CO₂ éq. à 82,3 Mt CO₂ éq.

IMPACT DU PLAN D'ACTION SUR LES ÉMISSIONS DE GES (données de 2005)

ÉMISSIONS DE GES	Mt CO ₂ éq.
Niveau de 1990	87,5
Niveau de 2005	92,0
Prévision des émissions en 2012 selon le CNA	96,9
Effort fourni dans le cadre du plan d'action du Québec	14,6
Impact du plan d'action sur les émissions prévues en 2012 (réduction de 6 % sous le niveau d'émissions de 1990)	82,3

2.3

LES ACTIONS VISANT L'ADAPTATION DU QUÉBEC AUX CHANGEMENTS CLIMATIQUES

Même si de nombreuses incertitudes demeurent quant à l'ampleur des différents impacts des changements climatiques au Québec et au moment où ils surviendront, les divers rapports du Groupe intergouvernemental d'experts sur l'évolution du climat (GIEC) indiquent qu'ils sont inévitables et qu'ils auront des conséquences importantes pour l'ensemble de la communauté internationale, incluant la société québécoise. Le principe de précaution exige qu'on s'y prépare dès aujourd'hui.

Avec une superficie de 1,7 million de kilomètres carrés, le territoire québécois recèle une multitude d'écosystèmes adaptés aux climats régionaux et locaux. Les caractéristiques, l'ampleur et la rapidité des changements climatiques pourraient varier selon chaque endroit. De plus, les effets, autant positifs que négatifs, que pourraient subir les écosystèmes terrestres et aquatiques se répercuteront sur la population établie sur l'ensemble du territoire et sur ses activités socioéconomiques. La sensibilité de l'économie québécoise aux changements climatiques est fonction de la nature et de l'importance des secteurs susceptibles de bénéficier de l'évolution du climat ou, à l'inverse, d'en subir les contrecoups. Ainsi, l'agriculture, l'exploitation des ressources naturelles et leur transformation pourront être directement touchées par les changements climatiques. De plus, d'autres secteurs de l'économie, tels que le transport et l'industrie, subiront des impacts dont il faudra évaluer la nature et l'ampleur afin de s'y adapter. Surveiller l'évolution du climat et de ses incidences sur les milieux naturels et aménagés s'avère une nécessité.

Depuis près d'une décennie, le Québec a entrepris des actions visant à sensibiliser la population au phénomène des changements climatiques. Le réchauffement climatique ayant déjà des impacts, il faut intensifier les efforts d'adaptation.

2.3.1 La santé et la sécurité publiques

Les changements climatiques pourraient engendrer des impacts non négligeables sur la santé humaine. Une augmentation des maladies infectieuses, de la fréquence des canicules et de certains événements climatiques extrêmes est susceptible d'avoir un impact sur le taux de mortalité de la population, en particulier chez les personnes vulnérables (personnes âgées, sans-abri, enfants, etc.).

Toutefois, les effets des changements climatiques sur la santé humaine peuvent être atténués en adoptant des mesures préventives, en améliorant les connaissances et en instaurant des systèmes d'alerte et de surveillance.





Le gouvernement du Québec a entrepris plusieurs actions ces dernières années afin de préparer la population aux impacts des changements climatiques. Ainsi, il a exigé que plusieurs régions du Québec élaborent leur propre stratégie d'intervention pour les situations d'urgence lorsque surviennent des vagues de chaleur. Ces plans d'urgence régionaux prévoient, par exemple offrir de l'aide aux personnes à risque, désigner des endroits pour se rafraîchir, distribuer de l'eau aux sans-abri et appliquer des mesures appropriées pour les patients hospitalisés ou à domicile.

En matière de sécurité publique, les phénomènes les plus préoccupants résultant du réchauffement climatique sont l'augmentation de la fréquence et de l'intensité des pluies abondantes, des vents violents ou des sécheresses, le rehaussement du niveau moyen des mers et l'accroissement des périodes de gel-dégel. Ces phénomènes peuvent parfois être à l'origine d'autres types de sinistres touchant les activités humaines : pannes d'énergie ou de télécommunications, ruptures de barrages ou effondrement de structures ou de bâtiments.

Comme plusieurs phénomènes risquent de s'amplifier, l'évaluation des risques de sinistre pouvant découler des changements climatiques doit s'attarder à la vulnérabilité croissante des collectivités. À l'instar d'autres sociétés, la population et l'économie québécoises sont de plus en plus sensibles aux perturbations du climat. Cette situation est attribuable à de nombreux facteurs : développement domiciliaire à l'intérieur de zones fragiles ou exposées à des intempéries majeures, altération des milieux naturels par les activités humaines, étalement urbain et densification des villes, vieillissement des infrastructures publiques et privées, etc.

C'est dans ce contexte que le gouvernement a lancé, en novembre 2006, le Cadre de prévention des risques naturels dans lequel il aura investi, à terme, près de 55 millions de dollars. Ce cadre appuie notamment les municipalités qui souhaitent agir de manière préventive face aux principaux risques naturels pour en atténuer les

impacts dont certains sont liés aux changements climatiques (érosion côtière accrue, inondations, glissements de terrain, etc.). On estime à plus d'un milliard de dollars la valeur des infrastructures qui seront menacées par l'érosion durant les trois prochaines décennies. Une étude des coûts relatifs aux diverses adaptations possibles est en cours. Ce cadre vient donc compléter les mesures du plan d'action visant l'adaptation au réchauffement planétaire.

MESURE 21 : INSTAURER DES MÉCANISMES QUI PERMETTRONT DE PRÉVENIR ET D'ATTÉNUER LES IMPACTS DES CHANGEMENTS CLIMATIQUES SUR LA SANTÉ ET LA SÉCURITÉ PUBLIQUES

Potentiel de réduction et d'évitement total :	0 Kt
Investissement :	34 M \$

Afin d'atténuer les impacts négatifs des changements climatiques sur la santé, le gouvernement du Québec mettra en place deux systèmes de surveillance. Dans un premier temps, il instaurera un système de veille-avertissement de chaleur intense et de surveillance des problèmes de santé liés aux changements climatiques dans l'ensemble des régions susceptibles de connaître ces problèmes. Dans un deuxième temps, le gouvernement introduira un système de surveillance épidémiologique à court et à long terme des problèmes de santé physique et psychosociale liés aux événements climatiques extrêmes.

De plus, les systèmes de surveillance des maladies infectieuses seront améliorés pour permettre une détection rapide d'agents pathogènes et de maladies dont le développement est favorisé par les changements climatiques. Des activités de formation sur ces maladies et les problèmes de santé émergents seront offertes au personnel qui travaille dans le domaine de la santé publique, des services cliniques et de la protection civile. Des tables d'experts seront en outre créées pour conseiller les gestionnaires d'établissements de santé sur les actions à entreprendre pour que les bâtiments et les infrastructures puissent mieux résister aux effets nuisibles de la chaleur.



Par ailleurs, le gouvernement apportera un soutien financier à la création d'îlots de fraîcheur (plantation d'arbres, création de parcs, installation de piscines municipales, etc.) en milieu urbain et à la climatisation d'infrastructures stratégiques (hôpitaux, centres d'hébergement de personnes âgées, écoles, etc.) afin d'atténuer l'impact des canicules estivales.

En ce qui a trait à la sécurité publique, le gouvernement entend soutenir le développement de modes d'adaptation aux changements climatiques des collectivités côtières au regard de l'érosion du littoral. Il souhaite notamment mettre en place une chaire de recherche en géoscience côtière qui serait entièrement consacrée à l'acquisition des connaissances sur la dynamique de l'érosion côtière, à l'évaluation des impacts et des enjeux récents, actuels et futurs associés à la dynamique côtière et au renforcement des capacités d'adaptation des collectivités côtières dans une perspective de gestion intégrée des côtes.

Enfin, il entend réaliser des études sur les différents types de crues au Québec qui serviront à soutenir notamment l'élaboration des zones de contraintes au développement, la réglementation afférente et, éventuellement, la préparation de schémas de sécurité civile. Ces études permettront en outre de proposer des modes d'adaptation aux conséquences des changements climatiques en matière de développement dans les zones soumises aux divers risques d'inondation.

2.3.2 L'environnement, les ressources naturelles et le territoire

Les caractéristiques, l'ampleur et la rapidité des changements climatiques pourraient varier selon les endroits du Québec. Les réseaux et les programmes de surveillance sont donc des éléments incontournables dans la lutte contre les changements climatiques et leurs effets dans différents secteurs socioéconomiques du Québec.

En ce qui concerne les réseaux de surveillance, le gouvernement voit actuellement à la mise à niveau des stations du réseau de la qualité de l'air, entreprise dans le cadre de l'accord Canada-Québec sur le programme de surveillance de la pollution atmosphérique. Elle permettra de mieux surveiller la présence, dans l'atmosphère, de polluants nuisibles à la santé humaine tels que le smog. Comme la composition chimique et les mécanismes de formation de ces polluants sont conditionnés par le climat, notamment lors d'épisodes de smog, il importe de mieux comprendre les répercussions des changements climatiques sur la qualité de l'air pour mieux cerner les tendances en la matière.

Au nord du 55^e parallèle, au Nunavik, le gouvernement a installé ou remis en service des systèmes automatisés de mesure du régime thermique du pergélisol à des profondeurs variées, sous les infrastructures de transport dont il est propriétaire. Ce suivi est effectué aux sept aéroports nordiques jugés très sensibles au dégel accéléré du pergélisol. Ces systèmes permettent de recueillir des données de température et de suivre ainsi l'évolution des conditions du pergélisol et des impacts engendrés par son dégel afin de mieux planifier les actions d'adaptation. Des travaux de caractérisation (relevés géophysiques et forages de faibles profondeurs) du pergélisol de certains sites aéroportuaires sont également réalisés par des chercheurs de l'Université Laval.

L'érosion des côtes menace les propriétés riveraines ainsi que les infrastructures publiques situées dans les endroits vulnérables, et ce phénomène tend à s'amplifier en raison des changements climatiques. Par exemple, la saison pendant laquelle le golfe du Saint-Laurent est gelé sera plus courte, passant de 65 jours à environ 25 jours, exposant ainsi les berges plus longtemps libres de glace à une érosion plus importante. De même, les sites vulnérables et les ouvrages de protection le long du réseau routier national en Gaspésie, sur la Côte-Nord et aux Îles-de-la-Madeleine font plus souvent l'objet d'interventions d'urgence, en raison d'événements climatiques extrêmes de plus en plus fréquents.



MESURE 22 : CONSOLIDER LES RÉSEAUX DE SURVEILLANCE DU CLIMAT, DES RESSOURCES HYDRIQUES, DES EAUX SOUTERRAINES ET DE LA QUALITÉ DE L'AIR

Potentiel de réduction et d'évitement total : 0 Kt
Investissement : 24 M \$

Il est indispensable de consolider les réseaux de surveillance environnementale et de les adapter afin de quantifier adéquatement les tendances et l'ampleur des changements en cours, d'évaluer leurs impacts et d'élaborer des actions d'adaptation. En effet, pour soutenir l'élaboration de telles actions, il faudra compter sur la disponibilité de données climatologiques fiables, d'outils d'interprétation et d'indicateurs adaptés à la problématique des changements climatiques. De plus, les fluctuations appréhendées du régime hydrologique risquent d'avoir des effets néfastes sur la quantité aussi bien que la qualité des approvisionnements en eau ou sur ses divers usages. Dans un même contexte, l'augmentation des prélèvements et la capacité de recharge des nappes souterraines, qui pourraient se transformer profondément, sont des phénomènes qu'il faudra surveiller de près.

Pour de telles raisons, le gouvernement entend investir dans la consolidation et la modernisation du réseau climatologique et du réseau hydrométrique, en mettant la priorité sur la partie du réseau située au nord du 50^e parallèle. Il poursuivra également le développement d'un réseau de suivi de la nappe phréatique et améliorera la surveillance du climat en milieu urbain.

De plus, le gouvernement entend pourvoir aux besoins d'analyse, d'interprétation et de diffusion relatifs à la production de données climatologiques, d'outils d'interprétation et d'indicateurs adaptés aux changements climatiques et à la compréhension des répercussions de ceux-ci sur la qualité de l'air.

Par ailleurs, le lien étroit entre la pollution de l'air (par exemple le smog) et la santé de la population québécoise renforce la nécessité de pouvoir compter sur un solide réseau de surveillance de la qualité de l'air dans le contexte du réchauffement climatique.

Le gouvernement a pour objectif de mettre à niveau le réseau de surveillance de la qualité de l'air en vue d'améliorer les programmes et les utilisations qu'il appuie (diffusion d'indices et prévisions de la qualité de l'air auprès de la population, stratégies à l'égard de diverses sources de pollution, etc.).

MESURE 23 : RÉALISER DIVERSES ÉVALUATIONS ET RECHERCHES LIÉES À LA FONTE DU PERGÉLISOL, AUX PROBLÈMES D'ÉROSION CÔTIÈRE ET À L'ADAPTATION À CES IMPACTS DES CHANGEMENTS CLIMATIQUES

Potentiel de réduction et d'évitement total : 0 Kt
Investissement : 6,6 M \$

Les impacts des changements climatiques sur certains milieux sensibles tels que le pergélisol auront, à leur tour, des effets sur les infrastructures de transport qui s'y trouvent. Ainsi, deux projets de recherche permettront d'expérimenter quatre méthodes d'atténuation des effets de la fonte du pergélisol sur les infrastructures de transport au Nunavik. Les sites à l'étude seront la route d'accès pavée entre le village de Salluit et son aéroport ainsi que la piste d'atterrissage gravelée de Tasiujaq.

Le budget prévu permettra de poursuivre les recherches et les suivis liés aux impacts de la fonte du pergélisol sur les infrastructures de transport aéroportuaires (chemin d'accès et piste d'atterrissage) et maritimes au Nunavik ainsi que celles portant sur les problèmes d'érosion côtière dans l'estuaire maritime et le golfe du Saint-Laurent. Ainsi, en 2008-2009, une campagne de forages profonds sera réalisée sur les sites aéroportuaires vulnérables afin d'obtenir davantage de renseignements sur la profondeur du roc, sur les sols et sur leur teneur en glace. Ces renseignements, combinés aux projections climatologiques, permettront de prédire l'ampleur des impacts sur les infrastructures.



Certaines études et recherches portant sur les problèmes d'érosion côtière dans l'estuaire maritime et le golfe du Saint-Laurent serviront à actualiser l'identification et l'analyse des sites et des ouvrages vulnérables le long du réseau routier. D'autres viseront à analyser les ouvrages et les méthodes de protection des berges afin de les adapter au contexte des changements climatiques.

MESURE 24 : DÉTERMINER LA VULNÉRABILITÉ DES FORÊTS QUÉBÉCOISES ET DU SECTEUR FORESTIER AUX CHANGEMENTS CLIMATIQUES ET INTÉGRER LES EFFETS ANTICIPÉS DE CES CHANGEMENTS DANS LA GESTION FORESTIÈRE

Potentiel de réduction et d'évitement total : 0 Kt
Investissement : 6 M \$

Le climat et la forêt sont des éléments indissociables. Le climat détermine, en grande partie, la composition et la distribution des forêts dans une relation très dynamique. Les décisions prises aujourd'hui influenceront les forêts à très long terme. Les jeunes forêts actuelles et celles qui seront issues des activités courantes d'aménagement pourront être soumises à des conditions climatiques différentes de celles d'aujourd'hui. Il importe donc que les intervenants forestiers intègrent dès maintenant les considérations sur le climat dans leurs activités de planification et d'aménagement.

Une étude de vulnérabilité des forêts et du secteur forestier aux changements climatiques sera d'abord réalisée. Par la suite, les scénarios climatiques issus des simulations réalisées par le consortium Ouranos seront intégrés dans la planification des activités d'aménagement forestier en fonction des vulnérabilités qui seront identifiées.

MESURE 25 : RENFORCER LES MODES DE GESTION DE L'EAU ET DE LA QUALITÉ DE L'AIR

Potentiel de réduction et d'évitement total : 0 Kt
Investissement : 12,4 M \$

La qualité de l'air s'est considérablement améliorée au Québec depuis les années 1970. Malgré cette amélioration, les évaluations les plus récentes des effets de la pollution atmosphérique indiquent que les concentrations demeurent préoccupantes pour la santé publique dans plusieurs régions du Québec. Le réchauffement planétaire risque d'exacerber cette situation. Les nombreux épisodes de smog qui touchent les principales agglomérations, été comme hiver, témoignent du besoin d'être encore plus vigilants en matière de qualité de l'air et de renforcer les interventions.

Afin d'infléchir cette tendance, le MDDEP propose de promouvoir le développement de plans régionaux ou municipaux sur la qualité de l'air et d'accroître la surveillance réglementaire gouvernementale et municipale.

En ce qui a trait à la gestion de l'eau, l'approche par bassin versant constitue un mode de planification tout à fait approprié à l'adaptation aux effets des changements climatiques. Dans ce contexte, le gouvernement entend mettre en place une plateforme en modélisation hydrologique des bassins versants du Québec habité. Il procédera, à partir de cas d'application types, à des analyses afin de prendre en compte les effets des changements climatiques sur la gestion de l'eau et la planification de mesures d'adaptation. Cette modélisation hydrologique dotera les intervenants d'outils structurants d'analyse, de planification et de gestion. Elle permettra surtout de tester plusieurs scénarios d'adaptation aux impacts des changements climatiques à l'égard d'enjeux liés à la gestion de l'eau.



MESURE 26 : SOUTENIR LA PROGRAMMATION
DU CONSORTIUM OURANOS

Potentiel de réduction et d'évitement total : 0 Kt
Investissement : 10 M \$

Le consortium de recherche Ouranos œuvre depuis 2001 en climatologie régionale et en adaptation aux changements climatiques. À l'aide d'équipes multidisciplinaires, il développe des connaissances et des outils sur les changements climatiques, leurs impacts, les vulnérabilités et sur les occasions d'affaires dans différents domaines. Des recherches menées dans le cadre de sa programmation scientifique permettent de soutenir la mise en œuvre de certaines mesures d'adaptation décrites précédemment. Pour bien marquer l'importance d'Ouranos dans le processus d'adaptation du Québec aux changements climatiques, un soutien spécial lui est accordé afin d'accroître la portée de sa programmation scientifique dans certains domaines.

À LA SUITE DU DÉVOILEMENT DU PLAN D'ACTION, LE GOUVERNEMENT RENDRA PUBLIC, CHAQUE ANNÉE, UN BILAN OÙ IL FERA ÉTAT DE L'AVANCEMENT DES TRAVAUX. À CETTE FIN, IL INSTAURERA UN MÉCANISME DE REDDITION DE COMPTES APPROPRIÉ. IL POURRA AINSI PLANIFIER SES ACTIONS DE MANIÈRE À ATTEINDRE SES OBJECTIFS ET, AU BESOIN, SE RECENTRER SUR SES PRIORITÉS.

3. LA REDDITION DE COMPTES

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32
33
34
35
36
37
38
39
40
41
42
43
44
45
46
47
48
49
50
51
52
53
54
55
56
57
58
59
60
61
62
63
64
65
66
67
68
69
70
71
72
73
74
75
76
77
78
79
80
81
82
83
84
85
86
87
88
89
90
91
92
93
94
95
96
97
98
99
100

LE QUÉBEC SE CLASSE PARMI LES ÉTATS LES PLUS PROGRESSISTES À L'ÉCHELLE INTERNATIONALE EN MATIÈRE DE LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES ET SON BILAN ÉNERGÉTIQUE EST UNIQUE EN AMÉRIQUE DU NORD. LA RÉDUCTION ET L'ÉVITEMENT DES ÉMISSIONS DE GES AINSI QUE L'ADAPTATION AUX CHANGEMENTS CLIMATIQUES EXIGENT QUE DE NOUVELLES TECHNOLOGIES SOIENT DÉVELOPPÉES ET UTILISÉES, ET QUE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE S'AMÉLIORE DANS PLUSIEURS SECTEURS D'ACTIVITÉ.

À CET EFFET, LE PLAN D'ACTION 2006-2012 SUR LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES VISE DEUX GRANDS OBJECTIFS : L'ATTÉNUATION DES ÉMISSIONS DE GES ET L'ADAPTATION AUX CHANGEMENTS CLIMATIQUES. LE BILAN D'ÉMISSIONS DE GES AU QUÉBEC A DÉMONTRÉ QUE LES SECTEURS AYANT LE PLUS CONTRIBUÉ À L'AUGMENTATION DES ÉMISSIONS DE GES SONT CEUX DE L'ÉNERGIE ET DES TRANSPORTS. EN CONSÉQUENCE, LES ACTIONS DE RÉDUCTION D'ÉMISSIONS PROPOSÉES CIBLENT PRINCIPALEMENT CES DEUX SECTEURS ÉCONOMIQUES QUI ACCUSENT DES AUGMENTATIONS D'ÉMISSIONS DEPUIS 1990. LES ACTIONS CHERCHENT AUSSI À RÉDUIRE LES ÉMISSIONS DE GES DANS LES ACTIVITÉS GOUVERNEMENTALES ET CELLES PROVENANT DES MATIÈRES RÉSIDUELLES, DU MONDE MUNICIPAL, DE L'INDUSTRIE ET DE L'AGRICULTURE. CERTAINES ACTIONS SONT PRÉVUES POUR SENSIBILISER ET MOBILISER LE PUBLIC AINSI QUE POUR SOUTENIR L'INNOVATION TECHNOLOGIQUE. D'AUTRES S'ARTICULENT AUTOUR DE L'ADAPTATION AUX CHANGEMENTS CLIMATIQUES, TOUT EN METTANT LA PRIORITÉ SUR LA SANTÉ ET L'ENVIRONNEMENT.

UNE FOIS DE PLUS, LE GOUVERNEMENT DU QUÉBEC FAIT PREUVE DE LEADERSHIP EN MATIÈRE DE LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES. IL CONVIE TOUS LES ACTEURS DE LA SOCIÉTÉ QUÉBÉCOISE À RELEVER LES DÉPIS ASSOCIÉS AU RÉCHAUFFEMENT PLANÉTAIRE, DANS UNE PERSPECTIVE DE DÉVELOPPEMENT DURABLE.



4. CONCLUSION



1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32
33
34
35
36
37
38
39
40
41
42
43
44
45
46
47
48
49
50
51
52
53
54
55
56
57
58
59
60
61
62
63
64
65
66
67
68
69
70
71
72
73
74
75
76
77
78
79
80
81
82
83
84
85
86
87
88
89
90
91
92
93
94
95
96
97
98
99
100

ANNEXES



ANNEXE 1

POTENTIEL DE RÉDUCTION ET D'ÉVITEMENT DE GES

Actions de réduction ou d'évitement ⁽¹⁾	Potentiel de réduction / évitement total en 2012 ⁽²⁾ (Equivalent CO ₂) (kt S)	Coût total des actions pour la période 2006-2012 (M \$)	Ministères / organismes responsables
1. Mettre en place des programmes de financement visant l'efficacité énergétique pour les particuliers, les industries, les institutions, les commerces et les municipalités québécoises	185,0	AEE	
2. Amender le Code de construction du Québec de façon à améliorer le rendement énergétique des nouveaux bâtiments et habitations construits au Québec	50	-	AEE
3. Utiliser les leviers d'intervention nécessaires afin que les manufacturiers de véhicules légers vendus au Québec respectent une norme d'émissions de GES à partir de 2010	1 700	-	MDDEP
4. Viser que les distributeurs d'essence fournissent 5 % d'éthanol dans l'ensemble de leurs ventes de carburants d'ici 2012	780	30,0	MRNF
5. Soutenir les municipalités pour la réalisation d'inventaires municipaux des émissions de GES et de plans de lutte contre les changements climatiques ainsi que pour l'adoption de règlements pour contraindre la marche au ralenti inutile des véhicules	460	14,2	MDDEP
6. Favoriser le développement et l'utilisation du transport collectif	100	720,0	MTQ
7. Favoriser le développement et l'utilisation de modes de transport alternatifs	30	60,0	MTQ
8. Favoriser l'implantation de projets intermodaux pour le transport des marchandises	80	60,0	MTQ
9. Mettre sur pied un programme d'aide gouvernementale à l'amélioration de l'efficacité énergétique dans le transport des marchandises	1 050	45,0	MTQ / AEE
10. Adopter une réglementation qui rendra obligatoire l'activation des limiteurs de vitesse sur tous les camions ainsi que le réglage de la vitesse maximale de ces véhicules à 105 km/h	330	-	MTQ
11. Réduire les émissions de GES du secteur industriel québécois	940	1,2	MDDEP
12. Mettre en œuvre le Règlement sur les halocarbures	700	-	MDDEP
13. Mettre en œuvre le Règlement sur l'enfouissement et l'incinération des matières résiduelles (REIMR)	500	-	MDDEP
14. Soutenir financièrement le captage et le brûlage ou la valorisation des biogaz générés par les lieux d'enfouissement qui ne font pas l'objet d'une obligation à cet effet dans le cadre du REIMR	3 700	38,0	MDDEP
15. Mettre en place des programmes d'aide pour le traitement du fumier ainsi que pour la valorisation énergétique des biomasses agricole, forestière et municipale	1 800	124,0	AEE, MAPAQ, MDDEP, MDEIE, MRNF
16. Améliorer, d'ici 2010, l'efficacité énergétique dans les bâtiments publics de 10 à 14 % sous le niveau de 2003 et réduire de 20 % la consommation de carburant dans les ministères et les organismes publics	150	-	AEE
17. Exiger que chaque ministère développe un programme visant à réduire les émissions de GES occasionnées par les déplacements des employés pour se rendre au travail	20	9,0	MDDEP / MTQ
Sous-total	13 380	1 285,4	

- 1) Toutes les actions ne comportant pas de coût sont financées à même les budgets réguliers des ministères et des organismes ou dans le cadre de la Stratégie énergétique du Québec.
2) Les évaluations des potentiels de réduction/évitements sont présentées à titre indicatif et constituent des prévisions.



Actions de sensibilisation		Potentiel de réduction / évitement total en 2012 (kt S)	Coût total des actions pour la période 2006-2012 (M\$)	Ministères / organismes responsables
18.	Soutenir diverses initiatives de sensibilisation du public et de partenariats	100	31,5	MDDEP
19.	Implanter un programme de formation pour les entreprises et les organismes québécois sur les différents systèmes de crédits de CO ₂	-	3,0	MDEIE
Sous-total		100	34,5	
Actions en recherche, développement et déploiement des technologies			Coût total des actions pour la période 2006-2012	Ministères / organismes responsables
20.	Instaurer un programme pour soutenir la recherche et l'innovation technologique visant la réduction et la séquestration de GES	1 100	135,0	AEE, MDDEP, MDEIE, MRNF
Sous-total		1 100	135,0	
Actions en adaptation			Coût total des actions pour la période 2006-2012	Ministères / organismes responsables
21.	Instaurer des mécanismes qui permettront de prévenir et d'atténuer les impacts des changements climatiques sur la santé et la sécurité publiques	-	34,0	MSP, MSSS
22.	Consolider les réseaux de surveillance du climat, des ressources hydriques, des eaux souterraines et de la qualité de l'air	-	24,0	MDDEP
23.	Réaliser diverses évaluations et recherches liées à la fonte du pergélisol, aux problèmes d'érosion côtière et à l'adaptation à ces impacts des changements climatiques	-	6,6	MTQ
24.	Déterminer la vulnérabilité des forêts québécoises et du secteur forestier aux changements climatiques et intégrer les effets anticipés de ces changements dans la gestion forestière	-	6,0	MRNF
25.	Renforcer les modes de gestion de l'eau et de la qualité de l'air	-	12,4	MDDEP
26.	Soutenir la programmation du consortium Ouranos	-	10,0	MDDEP
Sous-total			93,0	
			Coût total des actions pour la période 2006-2012 (M\$)	Ministères / organismes responsables
Frais relatifs à la coordination de la mise en œuvre des mesures, au développement et au suivi des mécanismes de financement et de reddition de comptes		-	1,0	MDDEP
Sous-total			1,0	
TOTAL		14 580	1 549,9	



ANNEXE 2

MESURES ADDITIONNELLES DE LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES

Mesures additionnelles de lutte contre les changements climatiques	Financement gouvernemental (M \$)	Ministères / organismes responsables
Autres mesures de la Politique québécoise du transport collectif	3 700	MTQ
Programme ClimatSol	50	MDDEP
Fonds de capital de risque en technologies propres (Cycle Capital Fonds 1)	25	MDEIE
Programme d'inspection et d'entretien des véhicules lourds	N/A	MDDEP
Plan d'ensemble en efficacité énergétique	Non disponible	AEÉ
Remboursement de taxe de 2 000 \$ à l'achat de voitures hybrides (6 litres et moins au 100 Km)	N/A	MRO
Amendement au Code de sécurité routière permettant l'accès routier, dans le cadre de projets-pilotes, à de nouveaux véhicules dont les véhicules électriques	N/A	MTQ
Cadre de prévention des risques naturels	55	MSP
Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère	NA	MDDEP



ADDENDA

MISE À JOUR DES BUDGETS DE CERTAINES MESURES

Actions de réduction ou d'évitement (1)	Budget PACC (M\$)	Ministères / organismes responsables
1. Mettre en place des programmes de financement visant l'efficacité énergétique pour les particuliers, les industries, les institutions, les commerces et les municipalités québécoises	207,0	AEE
2. Amender le Code de construction du Québec de façon à améliorer le rendement énergétique des nouveaux bâtiments et habitations construits au Québec	4,5	AEE, RBQ
3. Utiliser les leviers d'intervention nécessaires afin que les manufacturiers de véhicules légers vendus au Québec respectent une norme d'émissions de GES à partir de 2010	-	MDDEP
4. Viser que les distributeurs d'essence fournissent 5 % d'éthanol dans l'ensemble de leurs ventes de carburants d'ici 2012	30,0	MRNF
5. Soutenir les municipalités pour la réalisation d'inventaires municipaux des émissions de GES et de plans de lutte aux changements climatiques ainsi que pour l'adoption de règlements pour contrer la marche au ralenti des véhicules	16,2	MDDEP
6. Favoriser le développement et l'utilisation du transport collectif	731,8	MTQ
7. Favoriser le développement et l'utilisation de modes de transport alternatifs	46,8	MTQ
8. Favoriser l'implantation de projets intermodaux dans le transport maritime et ferroviaire	60,0	MTQ
9. Mettre sur pied un programme d'aide gouvernementale à l'amélioration de l'efficacité énergétique dans le transport routier, ferroviaire et maritime	46,4	MTQ, AEE
10. Adopter une réglementation qui rendra obligatoire l'activation des limiteurs de vitesse sur tous les camions ainsi que le réglage de la vitesse maximale de ces véhicules à 105 km/h	-	MTQ
11. Réduire les émissions de GES du secteur industriel québécois	7,0	MDDEP
12. Mettre en œuvre le Règlement sur les halocarbures	-	MDDEP
13. Mettre en œuvre le Règlement sur l'enfouissement et l'incinération des matières résiduelles (REIMR)	-	MDDEP
14. Soutenir financièrement le captage et le brûlage ou la valorisation des biogaz générés par les lieux d'enfouissement qui ne font pas l'objet d'une obligation à cet effet dans le cadre du REIMR	20,00	MDDEP
15. Mettre en place des programmes pour réduire les émissions de GES du secteur agricole, agroalimentaire, forestier et municipal	112,0	AEE, MAPAQ, MDDEP, MDEIE, MRNF
16. Améliorer, d'ici 2010, l'efficacité énergétique dans les bâtiments publics de 10 à 14 % sous le niveau de 2003 et réduire de 20 % la consommation de carburant dans les ministères et les organismes publics	0,3	AEE
17. Exiger que chaque ministère développe un programme visant à réduire les émissions de GES occasionnées par les déplacements des employés pour se rendre au travail	9,0	MDDEP, MTQ
Sous-total	1 291,0	

La contribution du Québec face à un défi palénaire

1) Toutes les actions ne comportant pas de coût sont financées à même les budgets réguliers des ministères et des organismes



Actions de réduction ou d'évitement (1)		Budget PACC (M\$)	Ministères / organismes responsables
18.	Soutenir diverses initiatives de sensibilisation du public et de partenariats	46,5	MDDEP
19.	Implanter un programme de formation pour les entreprises et les organismes québécois sur les différents systèmes de crédits de CO ₂	3,0	MDEIE
Sous-total		49,5	
Actions en recherche, développement et déploiement des technologies		Budget PACC (M\$)	Ministères / organismes responsables
20.	Instaurer des programmes pour soutenir la recherche, le développement et le déploiement de nouvelles technologies visant la réduction et la séquestration des GES	137,0	AEE, MDDEP, MDEIE, MRNF
Sous-total		137,0	
Actions en adaptation		Budget PACC (M\$)	Ministères / organismes responsables
21.	Instaurer des mécanismes qui permettront de prévenir et d'atténuer les impacts des changements climatiques sur la santé et la sécurité publiques	35,2	MSP, MSSS
22.	Consolider les réseaux de surveillance du climat, des ressources hydriques, des eaux souterraines et de la qualité de l'air	25,2	MDDEP
23.	Réaliser diverses évaluations et recherches liées à la fonte du pergélisol, aux problèmes d'érosion côtière et à l'adaptation à ces impacts des changements climatiques	6,6	MTQ
24.	Déterminer la vulnérabilité des forêts québécoises et du secteur forestier aux changements climatiques et intégrer les effets anticipés de ces changements dans la gestion forestière	6,0	MRNF
25.	Renforcer les modes de gestion de l'eau et de la qualité de l'air	16,0	MDDEP
26.	Soutenir la programmation du Consortium Ouranos	10,0	MDDEP
Sous-total		99,0	
		Budget PACC (M\$)	Ministères / organismes responsables
Frais relatifs à la coordination de la mise en œuvre des mesures, au développement et au suivi des mécanismes de financement et de reddition de comptes		4,1	MDDEP
Sous-total		4,1	
Total		1 580,6	

1) Toutes les actions ne comportant pas de coût sont financées à même les budgets réguliers des ministères et des organismes



Pour tout renseignement, vous pouvez communiquer avec
le Centre d'information du ministère du Développement
durable, de l'Environnement et des Parcs

Téléphone : 418 521-3830
1 800 561-1616 (sans frais)
Télécopieur : 418 646-5974
Courriel : info@mddep.gouv.qc.ca
Internet : www.mddep.gouv.qc.ca

Dépôt légal
Bibliothèque nationale du Québec, 2008

ISBN : 978-2-550-53375-7 (imprimé)
ISBN : 978-2-550-53376-4 (pdf)

© Gouvernement du Québec, 2008

Développement durable,
Environnement
et Parcs

Québec 

De papier contenant 100 % de fibres recyclées après consommation. B793-05-06

Règlements et autres actes

Gouvernement du Québec

Décret 100-2011, 16 février 2011

Loi sur la qualité de l'environnement
(L.R.Q., c. Q-2)

Politique québécoise de gestion des matières
résiduelles

CONCERNANT la Politique québécoise de gestion des
matières résiduelles

ATTENDU QU'en vertu du premier alinéa de l'article 53.4 de la Loi sur la qualité de l'environnement (L.R.Q., c. Q-2), le ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs propose au gouvernement une politique en matière de gestion des matières résiduelles afin de prévenir ou de réduire la production de matières résiduelles, de promouvoir la récupération et la mise en valeur des matières résiduelles, de réduire la quantité de matières résiduelles à éliminer et d'assurer une gestion sécuritaire des installations d'élimination et d'obliger les producteurs à prendre en considération les effets de leurs produits sur l'environnement ainsi que les coûts associés à leur gestion en fin de vie utile;

ATTENDU QUE, conformément au deuxième alinéa de l'article 53.4 de cette loi, un projet de Politique québécoise de gestion des matières résiduelles a été publié à la Partie 2 de la *Gazette officielle du Québec* du 25 novembre 2009, avec un avis invitant tout intéressé à faire connaître son point de vue dans un délai de 90 jours à compter de cette publication;

ATTENDU QU'en vertu du troisième alinéa de l'article 53.4 de cette loi, toute politique prise par le gouvernement en application de cet article est publiée à la *Gazette officielle du Québec*;

ATTENDU QU'il y a lieu d'approuver cette politique avec modifications;

ATTENDU QU'il est souhaitable que la Politique québécoise de gestion des matières résiduelles soit accessible à l'ensemble des citoyens du Québec;

ATTENDU QUE, en vertu du paragraphe 6° de l'article 4 du Règlement sur la *Gazette officielle du Québec*, édicté par le décret n° 1259-97 du 24 septembre 1997 et modifié par le décret n° 264-2004 du 24 mars 2004, le gouvernement peut ordonner qu'un document publié dans l'édition française de la Partie 2 soit également publié en anglais;

IL EST ORDONNÉ, en conséquence, sur la recommandation du ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs :

QUE soit approuvée la Politique québécoise de gestion des matières résiduelles annexée au présent décret et que celle-ci soit également publiée dans l'édition anglaise de la *Gazette officielle du Québec*.

Le greffier du Conseil exécutif,
GÉRARD BIBEAU

QUALITÉ DE L'ENVIRONNEMENT,
LOI SUR LA...

POLITIQUE QUÉBÉCOISE DE GESTION
DES MATIÈRES RÉSIDUELLES

TABLE DES MATIÈRES

AVANT-PROPOS

PREMIÈRE PARTIE : LE CONTEXTE

DEUXIÈME PARTIE : LES PRINCIPES

TROISIÈME PARTIE : LES ORIENTATIONS

QUATRIÈME PARTIE : LA PORTÉE

CINQUIÈME PARTIE : LE PLAN D'ACTION

SIXIÈME PARTIE : LES OBJECTIFS

SEPTIÈME PARTIE : LES STRATÉGIES
D'INTERVENTION

- 7.1 Respecter la hiérarchie des 3RV-E
- 7.2 Prévenir et réduire la production de matières résiduelles
- 7.3 Décourager et contrôler l'élimination

- 7.4 Bannir des lieux d'élimination la matière organique
- 7.5 Responsabiliser les producteurs
- 7.6 Soutenir la planification et la performance régionale
- 7.7 Stimuler la performance des ICI et des CRD
- 7.8 Choisir le système de collecte le plus performant
- 7.9 Connaître, informer, sensibiliser et éduquer
- 7.10 Rendre compte des résultats

HUITIÈME PARTIE : LE FINANCEMENT

CONCLUSION

AVANT-PROPOS

La présente publication a pour objet de rendre publique la politique du gouvernement sur la gestion des matières résiduelles prise en application de l'article 53.4 de la Loi sur la qualité de l'environnement.

1. LE CONTEXTE

Au cours des dernières années, le Québec s'est résolument engagé dans la voie du développement durable en adoptant une série de politiques et en mettant en place des programmes et des mesures qui reposent sur la Loi sur le développement durable et qui s'intègrent dans la Stratégie gouvernementale de développement durable 2008-2013. Cette nouvelle approche favorise l'émergence d'une économie verte basée sur un développement économique respectueux de l'environnement et de la qualité de vie des citoyens. La mise en œuvre du plan d'action sur les changements climatiques et de la stratégie énergétique du Québec ainsi que l'adoption de la stratégie de développement de l'industrie québécoise de l'environnement et des technologies vertes, intitulée Pour un Québec vert et prospère, en sont des exemples éloquentes.

Le développement de cette économie verte s'appuie sur le recours aux sources d'énergie renouvelables, notamment l'hydroélectricité et l'énergie éolienne, ainsi que sur la technologie et l'innovation. La Politique québécoise de gestion des matières résiduelles devient un outil supplémentaire pour bâtir cette nouvelle économie en permettant au Québec de tirer pleinement parti de ses ressources.

En effet, les quelque 13 millions de tonnes de matières résiduelles produites chaque année au Québec recèlent un potentiel indéniabla à exploiter tant par la fabrication de biens que par la production d'énergie. Pour illustrer ce propos, il est bon de rappeler que les 2,5 millions de tonnes de matières résiduelles les plus couramment récupérées au Québec en 2006, soit les métaux, le papier et le carton, les plastiques et le verre, représentaient une

valeur de 550 millions de dollars et procuraient plus de 10 000 emplois directs. De plus, le recyclage et la réintroduction de ces matières dans les cycles de production ont permis des gains importants sur les plans de l'économie, de la protection des ressources et de la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

S'appuyant sur la volonté gouvernementale de bâtir une économie verte et sur l'engagement collectif et individuel des Québécoises et des Québécois à l'égard du développement durable, cette politique veut encourager des comportements plus respectueux de l'environnement et de meilleures pratiques de consommation et de gestion des matières résiduelles. Elle vise à créer une société sans gaspillage qui cherche à maximiser la valeur ajoutée par une saine gestion de ses matières résiduelles, et son objectif fondamental est que la seule matière résiduelle éliminée au Québec soit le résidu ultime.

Pour participer à l'atteinte de cet objectif, la Politique prévoit la mise en œuvre de mesures qui permettront de répondre aux trois enjeux majeurs de la gestion des matières résiduelles :

— Mettre un terme au gaspillage des ressources.

— Contribuer à l'atteinte des objectifs du plan d'action sur les changements climatiques et de ceux de la stratégie énergétique du Québec.

— Responsabiliser l'ensemble des acteurs concernés par la gestion des matières résiduelles.

Enjeu 1 : Mettre un terme au gaspillage des ressources

Des quantités importantes de matières premières servent à produire des biens qui, après leur consommation, viennent gonfler la masse de matières résiduelles à gérer. Une partie de ces matières peut être réduite à la source et diminuer d'autant la pression sur les ressources naturelles et l'empreinte écologique associée à leur extraction. Le reste demeurera cependant dans le cycle de gestion. Ainsi, le Québec a produit près de 13 millions de tonnes de matières résiduelles en 2008. Même si les mesures mises en place grâce à la Politique québécoise de gestion des matières résiduelles 1998-2008 ont permis d'augmenter la quantité de matières résiduelles récupérées de 1998 à 2008 de 3,4 à 6,8 millions de tonnes, près de la moitié des matières résiduelles que le Québec génère continue d'être envoyée aux lieux d'élimination sans qu'aucune valeur n'en soit obtenue. Ainsi, 810 kg de matières résiduelles par habitant ont été éliminés au Québec en 2008. Il est impératif de ne plus gaspiller ces ressources et de les récupérer. Ces matières pourront ainsi être utilisées pour stimuler la création d'emplois et contribuer au progrès social en favorisant l'accroissement de la richesse au Québec.

Enjeu 2 : Contribuer à l'atteinte des objectifs du plan d'action sur les changements climatiques et de ceux de la stratégie énergétique du Québec

Les changements climatiques constituent l'un des enjeux majeurs de notre société. Cet enjeu touche d'abord et avant tout la gestion de la matière organique. Or, en ce moment au Québec, la matière organique résiduelle est en grande partie enfouie ou incinérée. Les modes de gestion de cette matière doivent à l'inverse permettre de la valoriser, notamment pour améliorer notre bilan d'émissions de gaz à effet de serre et pour participer à la stratégie énergétique du Québec, qui cherche à mettre en valeur de nouvelles technologies. En effet, lorsqu'elle se trouve en quantité importante, la matière organique résiduelle offre un fort potentiel de création d'une nouvelle filière énergétique verte par la biométhanisation; un procédé qui permet d'en obtenir un biogaz que l'on peut substituer aux carburants fossiles.

Enjeu 3 : Responsabiliser l'ensemble des acteurs concernés par la gestion des matières résiduelles

Un modèle de gestion durable des matières résiduelles suppose que chaque acteur touché assume les responsabilités qui lui incombent et qu'il en paie les coûts. Cette approche est fondée sur les principes du pollueur payeur et de production et consommation responsables. Ainsi, les entreprises qui mettent sur le marché des produits doivent en être responsables tout au long de leur cycle de vie, y compris à l'étape de la postconsommation. La participation du consommateur est un élément clé du succès de ce modèle et le gouvernement compte l'accompagner et concevoir des outils qui permettront de le guider dans ses choix.

Par ailleurs, la gestion des matières résiduelles au Québec repose sur une planification de l'ensemble des matières résiduelles produites sur le territoire municipal, qu'elles soient d'origine domestique, industrielle, commerciale ou institutionnelle, ou qu'elles proviennent du secteur de la construction, de la rénovation et de la démolition. Ce sont les municipalités régionales qui sont responsables de cette planification et elles doivent s'assurer que leur plan de gestion couvre l'ensemble des générateurs de matières résiduelles présents sur leur territoire.

Finalement, ceux qui génèrent les matières résiduelles, tant les citoyens et les entreprises que les institutions, sont trop peu sensibilisés à l'importance de gérer efficacement ces matières et à participer aux différents programmes mis en place pour réduire le gaspillage de ressources. On ne les incite pas assez à le faire. Le gouvernement a un rôle important à jouer dans ce domaine.

2. LES PRINCIPES

La gestion des matières résiduelles s'appuie sur un principe d'action qui veut qu'une priorité soit donnée aux modes de gestion qui auront le moins d'impacts sur l'environnement. Connue sous l'acronyme 3RV-E, ce principe est ainsi défini au Québec :

Les 3RV-E

À moins qu'une analyse basée sur une approche du cycle de vie des biens et des services ne démontre qu'une dérogation est justifiée, la réduction à la source, le réemploi, le recyclage, y compris par traitement biologique ou épandage sur le sol, les autres formes de valorisation de la matière, la valorisation énergétique et l'élimination doivent être privilégiés dans cet ordre dans le domaine de la gestion des matières résiduelles.

Sur la base des 3RV-E, la Politique québécoise de gestion des matières résiduelles souscrit au développement durable qui est né de l'idée que tout ne peut pas continuer comme avant, qu'il faut remédier aux insuffisances du modèle de développement axé sur la seule croissance économique en reconsidérant nos façons de faire compte tenu des nouvelles priorités. Il faut donc viser l'efficacité économique pour créer une économie innovante et prospère, écologiquement et socialement responsable, en somme une économie verte.

Les mesures préconisées dans le cadre de la Politique adhèrent à cette vision et aux principes énoncés dans la Loi sur le développement durable, en particulier l'équité et la solidarité sociales, la protection de l'environnement, l'efficacité économique, la participation et l'engagement, l'accès au savoir, la subsidiarité, la prévention, la production et la consommation responsables, le pollueur payeur et l'internalisation des coûts.

L'équité et la solidarité sociales

Les actions de développement doivent être entreprises dans un souci d'équité intra et intergénérationnelle ainsi que d'éthique et de solidarité sociales.

La protection de l'environnement

Pour parvenir à un développement durable, la protection de l'environnement doit faire partie intégrante du processus de développement.

L'efficacité économique

L'économie du Québec et de ses régions doit être performante, porteuse d'innovation et d'une prospérité économique favorable au progrès social et respectueuse de l'environnement.

La participation et l'engagement

La participation et l'engagement des citoyens et des groupes qui les représentent sont nécessaires pour définir une vision concertée du développement et assurer sa durabilité sur les plans environnemental, social et économique.

L'accès au savoir

Les mesures favorisant l'éducation, l'accès à l'information et la recherche doivent être encouragées de manière à stimuler l'innovation ainsi qu'à améliorer la sensibilisation et la participation effective du public à la mise en oeuvre du développement durable.

La subsidiarité

Les pouvoirs et les responsabilités doivent être délégués au niveau approprié d'autorité. Une répartition adéquate des lieux de décision doit être recherchée, en ayant le souci de les rapprocher le plus possible des citoyens et des communautés concernés.

La prévention

En présence d'un risque connu, des actions de prévention, d'atténuation et de correction doivent être mises en place, en priorité à la source.

La production et la consommation responsables

Des changements doivent être apportés dans les modes de production et de consommation en vue de rendre ces dernières plus viables et plus responsables sur les plans social et environnemental, entre autres, par l'adoption d'une approche d'écoefficience, qui évite le gaspillage et qui optimise l'utilisation des ressources.

Le pollueur payeur

Les personnes qui génèrent de la pollution ou dont les actions dégradent autrement l'environnement doivent assumer leur part des coûts des mesures de prévention, de réduction et de contrôle des atteintes à la qualité de l'environnement et de la lutte contre celles-ci.

L'internalisation des coûts

La valeur des biens et des services doit refléter l'ensemble des coûts qu'ils occasionnent à la société durant tout leur cycle de vie, de leur conception jusqu'à leur consommation et leur disposition finale.

3. LES ORIENTATIONS

L'approche actuelle en gestion des matières résiduelles ne permet pas de tirer de celles-ci un maximum de valeur et près de la moitié des matières résiduelles produites est éliminée. Or, une gestion efficiente de ces matières favorisera le développement d'une toute nouvelle industrie créatrice d'emplois et de richesse.

La Politique québécoise de gestion des matières résiduelles a pour objet de mettre en oeuvre diverses mesures qui permettront non seulement d'améliorer notre environnement et de réduire les pertes économiques associées à la simple élimination des matières résiduelles, mais aussi de favoriser l'essor des secteurs du recyclage et de la production énergétique. Ces mesures visent les objectifs suivants :

1^o Prévenir ou réduire la production de matières résiduelles, notamment en agissant sur la fabrication et la mise sur le marché des produits;

2^o Promouvoir la récupération et la valorisation des matières résiduelles;

3^o Réduire la quantité de matières résiduelles à éliminer et assurer une gestion sécuritaire des installations d'élimination;

4^o Obliger les producteurs à prendre en considération les effets de leurs produits sur l'environnement et les coûts associés à la récupération, à la valorisation et à l'élimination des matières résiduelles générées par ces produits.

4. LA PORTÉE

La Politique s'applique à l'ensemble des matières résiduelles générées au Québec par les ménages, les industries, les commerces et les institutions, y compris celles qui proviennent des activités de la construction, de la rénovation et de la démolition ainsi que les résidus du secteur primaire qui sont transportés hors du lieu d'origine vers un lieu d'élimination ou vers des installations de valorisation de matières résiduelles. Ces matières résiduelles se composent aussi des boues municipales et industrielles ainsi que des véhicules hors d'usage et de leurs résidus. La Politique ne s'applique pas toutefois aux matières dangereuses autres que domestiques ou assimilées, aux déjections animales, aux résidus de coupes forestières qui demeurent en forêt, aux déchets biomédicaux, aux résidus miniers, aux sols qui contiennent une quantité ou une concentration de contaminants supérieure à celle qui est fixée par règlement et aux matières gazeuses, exception faite de celles qui sont contenues dans une autre matière résiduelle ou issues du traitement d'une telle matière.

5. LE PLAN D'ACTION

La Politique a pour objet de mettre en place les mesures permettant de créer une société sans gaspillage qui cherche à maximiser la valeur ajoutée par une saine gestion de ses matières résiduelles, elle est donc pérenne. Elle est accompagnée d'un plan d'action quinquennal qui vise, pour la période concernée, à atteindre des objectifs intermédiaires.

Chaque plan décrit les actions, fixe les échéances et indique les objectifs ou autres indicateurs de performance à atteindre. Il peut aussi comprendre des objectifs propres à certains secteurs d'activité.

Durant sa réalisation, le plan d'action peut faire l'objet d'un bilan puis d'une révision, si nécessaire. Ce bilan est rendu public par le ministre. Avant l'échéance du plan d'action, ce dernier énonce ses recommandations sur le futur plan d'action et sur la révision de la Politique, si celle-ci est requise.

6. LES OBJECTIFS

L'objectif fondamental de la Politique est le suivant :

— Éliminer une seule matière résiduelle au Québec : le résidu ultime.

Le résidu ultime est celui qui résulte du tri, du conditionnement et de la mise en valeur des matières résiduelles et qui n'est plus susceptible d'être traité dans les conditions techniques et économiques disponibles pour en extraire la part valorisable ou en réduire le caractère polluant ou dangereux.

Les objectifs quantitatifs intermédiaires du premier plan d'action sont les suivants :

D'ici la fin de 2015 :

— Ramener à 700 kg par habitant la quantité de matières résiduelles éliminées, soit une réduction de 110 kg par habitant par rapport à 2008;

— Recycler 70 % du papier, du carton, du plastique, du verre et du métal résiduels;¹

— Recycler 60 % de la matière organique putrescible résiduelle;

— Recycler ou valoriser 80 % des résidus de béton, de brique et d'asphalte;

— Trier à la source ou acheminer vers un centre de tri 70 % des résidus de construction, de rénovation et de démolition du segment du bâtiment, de rénovation et de démolition du segment du bâtiment.

Ces objectifs représentent une moyenne nationale à laquelle tous doivent contribuer. Le premier objectif, exprimé en kilogrammes par habitant, tient compte de la réduction à la source, du réemploi, du recyclage et des autres formes de valorisation des matières résiduelles.

Chaque plan de gestion des matières résiduelles doit comprendre des mesures compatibles avec l'atteinte de l'ensemble des objectifs sur le territoire couvert par ce plan.

Par ailleurs, d'autres objectifs propres à des matières ou à des produits, notamment ceux qui sont désignés sous la responsabilité élargie des producteurs, sont fixés par règlement ou par entente.

7. LES STRATÉGIES D'INTERVENTION

La Politique propose dix stratégies d'intervention qui visent à répondre aux trois enjeux majeurs de la gestion des matières résiduelles :

— Mettre un terme au gaspillage des ressources;

— Contribuer à l'atteinte des objectifs du plan d'action sur les changements climatiques et de ceux de la stratégie énergétique du Québec;

— Responsabiliser l'ensemble des acteurs concernés par la gestion des matières résiduelles.

7.1 Respecter la hiérarchie des 3RV-E

Au sens des 3RV-E, la valorisation consiste à soumettre la matière résiduelle à un traitement qui permet d'en retirer des éléments, des produits utiles ou de l'énergie, tandis que la Loi sur la qualité de l'environnement (LQE) la définit comme « toute opération visant par le réemploi, le recyclage, le compostage, la régénération ou par toute autre action qui ne constitue pas de l'élimination, à obtenir à partir de matières résiduelles des éléments ou des produits utiles ou de l'énergie ». La LQE accorde ainsi la même valeur à chacune de ces opérations. Toutefois, le principe des 3RV-E sous-tend que privilégier dans l'ordre la réduction à la source, le réemploi, le recyclage et les autres formes de valorisation, sauf dans certains cas d'exception, permet de tirer le meilleur bénéfice de la gestion des matières résiduelles.

¹ Cet objectif ne concerne pas les matières constituant des produits ou des catégories de produits pour lesquels des objectifs de récupération et de mise en valeur sont prescrits par règlement.

Afin que les matières résiduelles soient soumises aux modes de gestion les plus durables, tout plan ou programme élaboré par le ministre dans le domaine de la gestion des matières résiduelles accordera la priorité à la réduction à la source et respectera, dans le traitement de ces matières, l'ordre suivant : le réemploi; le recyclage, y compris par traitement biologique ou épandage sur le sol; toute autre opération de valorisation par laquelle des matières résiduelles sont traitées pour être utilisées comme substitut à des matières premières; la valorisation énergétique; l'élimination. Toutefois, une dérogation à cet ordre de priorité sera possible lorsqu'une analyse en démontrera la pertinence sur la base d'une approche du cycle de vie des biens et des services.

Par ailleurs, le gouvernement entend établir des critères propres au contexte québécois qui serviront de base à la reconnaissance des activités de valorisation. Par exemple, dans le cas d'un traitement thermique, outre le respect des plans de gestion des matières résiduelles (PGMR), le gouvernement veut s'assurer que le rendement énergétique, le bilan d'émissions de gaz à effet de serre, la destination finale des résidus et le respect des normes d'émissions atmosphériques seront pris en compte pour que cette activité soit reconnue comme de la valorisation au sens de la Politique.

7.2 Prévenir et réduire la production de matières résiduelles

Conformément à la hiérarchie des 3RV-E, la priorité devrait être accordée à la prévention par la réduction à la source pour diminuer la quantité et la toxicité des matières résiduelles à gérer. Ce sont les entreprises responsables de la mise sur le marché des produits qui peuvent intervenir à l'étape de leur conception pour les rendre plus respectueux de l'environnement.

Le gouvernement estime qu'une plus grande responsabilisation des producteurs est primordiale et, à cet égard, il entend adopter des mesures qui inciteront les entreprises à réduire les matières résiduelles découlant de la consommation de leurs produits. Des ententes volontaires avec les entreprises, concernant notamment la réduction des emballages et l'amélioration de leurs propriétés pour en faciliter le recyclage, sont parmi les mesures qui seront proposées. Elles feront l'objet de discussions entre les différents acteurs concernés et, si les résultats de leur mise en œuvre sont insatisfaisants, des mesures plus contraignantes pourront être adoptées.

Conscient que le choix de mesures concrètes et efficaces pour réduire à la source les matières résiduelles est un défi de taille, le gouvernement veut faire appel à ceux qui sont engagés dans ce domaine pour l'aider à y arriver.

De plus, le gouvernement compte de nouveau miser sur les entreprises d'économie sociale de gestion des matières résiduelles, notamment celles qui sont orientées vers le réemploi, et maintenir le soutien qu'il leur accorde. De façon complémentaire, les organisations sociocommunitaires seront appelées à mettre en œuvre des projets d'éducation et de sensibilisation du public à la réduction à la source et au réemploi.

Afin de montrer l'exemple, le gouvernement veut s'engager à réduire à la source les matières résiduelles générées par ses activités et à mettre en place des mécanismes lui permettant de privilégier les entreprises qui font des efforts en ce sens au moment d'attribuer des contrats ou des subventions. Il entend aussi évaluer divers moyens qui lui permettraient de favoriser les produits qui ont une longue durée de vie. À la lumière d'une telle évaluation, des mesures concrètes pourront être proposées et être adoptées.

De plus, le gouvernement veut profiter de la délivrance d'autorisations du ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs pour sensibiliser les entreprises à réduire à la source les matières premières qu'elles utilisent et à respecter la hiérarchie des modes de gestion des matières résiduelles.

Par ailleurs, pour tenir compte de la réduction à la source, la Politique fixe un objectif quantitatif exprimé en kilogrammes de matières éliminées par personne, qui permet d'intégrer les efforts de réduction. Tout en respectant le principe des 3RV-E, cette approche sollicite une participation équitable de tous les acteurs de la société, du producteur au consommateur de biens et de services.

7.3 Décourager et contrôler l'élimination

Un constat se dégage de la situation des deux dernières décennies : malgré des efforts importants pour récupérer et recycler, trop de matières résiduelles sont éliminées. Afin de contrer ce problème, le gouvernement entend prendre des mesures pour décourager l'élimination des matières résiduelles et éviter ainsi un gaspillage de ressources.

La mise en œuvre du Règlement sur l'enfouissement et l'incinération de matières résiduelles et l'instauration de redevances pour l'élimination de matières résiduelles en 2006 ont favorisé la récupération et la mise en valeur de ces matières en augmentant les coûts de l'élimination. Cependant, ces coûts demeurent globalement plus bas que ceux de la récupération et de la mise en valeur des matières résiduelles, notamment près des grands centres urbains. Le gouvernement veut rendre les activités de mise en valeur plus concurrentielles en augmentant les redevances pour l'élimination et en investissant les sommes additionnelles perçues dans des programmes qui favorisent les activités de récupération et de mise en valeur.

Si les objectifs de récupération ne sont pas atteints, le gouvernement évaluera la pertinence de hausser à nouveau les redevances.

Par ailleurs, même si l'on doit décourager l'élimination des matières résiduelles, on ne peut l'éviter totalement. Le gouvernement entend donc s'assurer que cette activité demeurera sécuritaire pour la santé humaine et pour l'environnement.

Le gouvernement veut aussi s'assurer que l'installation de tout nouvel incinérateur de matières résiduelles d'une capacité de plus de deux tonnes métriques à l'heure se fait dans le respect de la hiérarchie des 3RV-E et des objectifs de recyclage. Ce nouvel incinérateur devrait également être conçu de manière à récupérer l'énergie produite par le procédé de combustion.

7.4 Bannir, des lieux d'élimination la matière organique

Au Québec, 12 % des restes de table et des résidus verts générés par le secteur municipal ont été récupérés et valorisés en 2008. La fraction restante a été en grande partie éliminée par enfouissement. La même année, 31 % des boues municipales et 26 % des boues de papeteries ont été enfouies. Durant l'enfouissement, ces résidus vont se décomposer et entraîner divers impacts nuisibles à l'environnement, dont les émissions de gaz à effet de serre. La récupération de ces matières aurait permis d'éviter ces impacts tout en créant des emplois et en fournissant des produits utiles ainsi que de l'énergie. Il en va de même pour le reste de la matière organique, telle que le papier et le carton, qui, faute d'être récupérée pour être recyclée, finit dans les lieux d'élimination. Afin que la matière organique soit gérée de manière plus respectueuse de l'environnement et que cette gestion contribue à l'activité économique et à l'atteinte des objectifs du plan d'action sur les changements climatiques et de ceux de la stratégie énergétique du Québec, le gouvernement veut la bannir des lieux d'élimination.

Au préalable, les services de collecte et les installations de traitement nécessaires devront être disponibles. Comme le recyclage du papier, du carton et du bois est déjà bien implanté, le gouvernement compte d'abord interdire l'élimination de ces matières et faire de même pour la matière organique putrescible, telle que les feuilles, le gazon, les restes de table et les boues. Il établira un échéancier prévoyant des mesures qui visent à accélérer la mise en place des systèmes de collecte et des installations de traitement nécessaires, ainsi que les modalités du bannissement en tenant compte des particularités de certains modes de gestion de la matière organique putrescible, dont les boues industrielles et municipales.

Parallèlement, le gouvernement veut s'assurer que la matière organique détournée des lieux d'élimination sera traitée de manière à en optimiser la valeur. L'herbicyclage et le compostage domestique ou communautaire, qui réduisent à la source la quantité de matière organique putrescible à gérer, doivent d'abord être encouragés. Quant à la matière organique non putrescible telle que le papier, le carton et le bois, elle doit de préférence être retournée dans le cycle de production de ces matières plutôt que d'être destinée à d'autres formes de valorisation, dont la valorisation énergétique. De plus, le recyclage de la matière organique putrescible, soit l'épandage sur le sol ainsi que le compostage et la biométhanisation en vue de l'amendement des sols, doivent être privilégiés par rapport aux autres formes de valorisation, dont la valorisation énergétique.

Afin de favoriser le recyclage de la matière organique putrescible, le gouvernement participera au financement des infrastructures nécessaires. Ce soutien financier favorisera le développement de technologies de traitement biologique qui permettront de réduire l'émission des gaz à effet de serre. Il interviendra afin que l'épandage sur le sol soit permis lorsque les conditions sont sécuritaires pour la santé et l'environnement et sont bénéfiques du point de vue agronomique. Il encouragera le développement de nouveaux usages et de marchés pour l'utilisation des composts et des digestats. De plus, le gouvernement s'assurera que les installations de traitement de la matière organique sont encadrées adéquatement.

Par ailleurs, dans tous les cas où les conditions environnementales, sociales et économiques permettent d'en tirer avantage, le gouvernement veut veiller à ce que la matière organique résiduelle soit traitée de manière à fournir de l'énergie pour remplacer des carburants fossiles.

7.5 Responsabiliser les producteurs

Les contenants et emballages, les imprimés et les médias écrits forment une très grande partie des matières résiduelles générées par les ménages. Les municipalités offrent des services de récupération et de mise en valeur de ces produits. En vertu de la LQE, l'industrie doit compenser jusqu'à 50 % des coûts nets assumés par les municipalités pour ces services. Afin de mieux respecter les principes du développement durable, le gouvernement entend faire en sorte que les entreprises assument la totalité des coûts de récupération et de mise en valeur des contenants, des emballages, des imprimés et des médias écrits.

Lorsque les entreprises auront à en assumer tous les coûts, le gouvernement compte évaluer si elles devraient prendre totalement en charge la gestion du programme selon le principe de responsabilité élargie des producteurs.

Les services de collecte municipaux de porte en porte sont souvent mal adaptés aux produits qui demandent un traitement particulier en raison de leur dangerosité, de leur dimension, de leur poids ou de leur potentiel de réemploi. Les producteurs peuvent plus aisément les prendre en charge à la fin de leur vie utile et trouver les solutions appropriées à leur gestion. Ils peuvent aussi les concevoir d'une manière plus saine pour l'environnement. En conformité avec l'approche de responsabilité élargie des producteurs, le gouvernement compte transférer graduellement des municipalités aux producteurs la responsabilité de récupérer et de mettre en valeur ces matières résiduelles.

Les pneus hors d'usage sont un des produits qui exigent un traitement particulier. Les risques que présentaient ces pneus ont conduit le gouvernement à imposer un droit environnemental de trois dollars à l'achat de pneus neufs et au moment de la vente au détail ou de la location à long terme de véhicules routiers munis de pneus neufs. Ce droit sert à financer le Programme québécois de gestion intégrée des pneus hors d'usage et le Programme de vidage des lieux d'entreposage de pneus hors d'usage au Québec.

Le gouvernement maintiendra ces deux programmes ainsi que le droit environnemental sur les pneus neufs tant que les lieux d'entreposage ne seront pas complètement vides. Par la suite, la responsabilité de la gestion des pneus hors d'usage, y compris les pneus surdimensionnés et les pneus de véhicules hors route, sera confiée aux producteurs selon l'approche de la responsabilité élargie.

7.6 Soutenir la planification et la performance régionales

La régionalisation de la gestion des matières résiduelles est une grande réalisation de la Politique québécoise de gestion des matières résiduelles 1998-2008. Elle a été concrétisée par une modification de la LQE qui oblige les municipalités régionales à se doter de PGMR et par la mise en place d'un programme gouvernemental d'aide financière pour les municipalités régionales visées. La LQE a ainsi confié un rôle de gestionnaire régional à ces municipalités en exigeant que les PGMR visent l'ensemble des matières résiduelles produites sur leur territoire, qu'elles soient d'origine domestique, industrielle, commerciale, institutionnelle ou autres. Puisque les PGMR sont un fondement de la gestion des matières résiduelles, le gouvernement compte s'assurer, après consultation des partenaires, qu'ils sont conformes à la présente politique et aux prescriptions de la LQE.

La LQE ne prescrit pas précisément la planification de la gestion des matières résiduelles dans le Nord québécois une vaste région où habitent environ 40 000 personnes. Conscientes de la fragilité des écosystèmes nordiques et

de l'importance d'une saine gestion des matières résiduelles pour leur développement, des administrations locales et régionales ont manifesté leur volonté de mieux gérer leurs matières résiduelles. Le gouvernement désire soutenir ces administrations afin d'améliorer la gestion des matières résiduelles dans les territoires nordiques.

Bien que les municipalités régionales aient la responsabilité de planifier la gestion des matières résiduelles, les industries, les commerces et les institutions (ICI) ainsi que les entreprises de la construction, de la rénovation et de la démolition (CRD) demeurent responsables des matières qu'ils génèrent sur le territoire couvert par les PGMR. Ils doivent ainsi payer les coûts de leur gestion et réaliser les activités du PGMR qui les concernent.

Dans le cadre d'applications réglementaires, le gouvernement peut appuyer les municipalités régionales dans la planification de la gestion des matières résiduelles en donnant des obligations aux ICI visant à favoriser l'atteinte des objectifs de la Politique et de son plan d'action. Cependant, les municipalités ont aussi des pouvoirs d'intervention auprès des ICI afin de favoriser l'atteinte de ces objectifs. Cette intervention peut, par exemple, consister en l'adoption de règlements ou en l'introduction de conditions dans la délivrance de permis, ou encore en une offre ou une mise en commun de services.

En mettant en œuvre leur PGMR, certaines municipalités locales et régionales ont consacré plus d'efforts que d'autres pour atteindre les objectifs de la Politique. Le gouvernement doit en tenir compte au moment de redistribuer des sommes aux municipalités en vue d'encourager la performance territoriale. En conséquence, le Programme sur la redistribution aux municipalités des redevances pour l'élimination de matières résiduelles devra prendre en considération la performance de l'ensemble des secteurs d'activité présents sur le territoire et comporter des critères permettant de regrouper les municipalités régionales comparables. À partir de ces critères, durant les cinq premières années de la mise en œuvre de la politique, l'objectif de ramener à 700 kg par personne la quantité de matières éliminées sur l'ensemble du territoire du Québec servira de base au calcul de la performance.

De plus, afin d'encourager la performance, le gouvernement souhaite reconnaître les municipalités qui obtiennent les meilleurs résultats et en informer le public.

Enfin, les matières résiduelles récupérées sur le territoire municipal doivent être acheminées vers des installations qui en optimisent la valeur et qui en retournent le moins possible aux lieux d'élimination. Le gouvernement veut intervenir afin que les centres de tri de matières

recyclables soient performants et en mesure de répondre de manière appropriée aux besoins du marché. Pour cela, il compte travailler de concert avec les différents acteurs touchés pour étudier les problèmes rencontrés dans les centres de tri dont, notamment, l'uniformisation des matières acceptées et les marchés.

7.7 Stimuler la performance des ICI et des CRD

Plus de 40 % des matières résiduelles du Québec sont générées par les ICI. Près de la moitié de ces matières a été dirigée vers les lieux d'élimination en 2006. Ce constat montre qu'on ne peut atteindre les objectifs de la Politique sans apporter des corrections majeures à la gestion des matières résiduelles produites par les ICI.

Par ailleurs, si les CRD ont globalement dépassé les objectifs de la Politique québécoise de gestion des matières résiduelles 1998-2008, cette performance est largement attribuable à la récupération du béton, de la brique, de l'asphalte, de la pierre et, dans une moindre mesure, du bois. Cependant, on constate que diverses matières issues du segment du bâtiment, telles que le bois, le carton-plâtre, les métaux, les bardeaux d'asphalte, les tapis, les fibres isolantes et le carton, sont trop souvent acheminées vers les lieux d'élimination. Des efforts seront nécessaires pour favoriser la récupération de ces matières, qui offrent un bon potentiel de mise en valeur.

L'augmentation des redevances pour l'élimination et l'interdiction progressive d'éliminer la matière organique sont des mesures susceptibles d'amener les ICI et les CRD à gérer autrement leurs matières résiduelles. En complément, le gouvernement entend consacrer une partie des revenus générés par ces redevances pour accroître la performance de la récupération dans les ICI et les CRD. Ce soutien sera dirigé principalement vers des mesures visant à améliorer la récupération des matières résiduelles recyclables générées hors foyer, dont la matière organique putrescible, à financer le développement technologique pour la mise en valeur des matières récupérées, à implanter et à optimiser des centres de tri des résidus de CRD et à développer les marchés.

Dans le secteur des CRD, le gouvernement veut aussi encourager les municipalités à exiger que les matières résiduelles soient triées sur place ou dirigées vers un centre de tri au moment de la délivrance des permis ou à adopter une réglementation à cet effet. Le gouvernement entend pour sa part fournir aux entreprises l'information sur les bonnes façons de répondre aux exigences de la Politique.

Le gouvernement, qui fait lui-même partie du réseau des institutions, entend donner l'exemple au regard de la gestion des matières résiduelles en mettant en œuvre la Stratégie gouvernementale de développement durable 2008-2013.

Le pouvoir d'achat du gouvernement doit de plus devenir un instrument économique utile à la gestion des matières résiduelles. Il doit servir à encourager les ICI qui fournissent des biens et des services au gouvernement à gérer de façon écoresponsable leurs matières résiduelles.

7.8 Choisir le système de collecte le plus performant

Jusqu'à maintenant, le système public de consignation des contenants à remplissage unique, qui vise la vente et la distribution de bière et de boissons gazeuses, a permis de récupérer une plus grande proportion de ce type de contenants que la collecte sélective municipale. Cependant, les résultats des dernières années laissent croire que celle-ci pourrait atteindre d'ici peu une performance équivalente. À performance égale, plusieurs facteurs concourent à favoriser la collecte sélective, notamment un coût moindre et la récupération d'autres matières que les contenants. C'est aussi un système qui est déjà offert à grande échelle aux ménages québécois.

S'il est démontré que la collecte sélective répond aux objectifs intermédiaires découlant de la Politique, que sa performance équivaut à celle du système de consignation pour les produits similaires et que les services de récupération des contenants de boissons gazeuses consommées hors foyer sont facilement accessibles et bien répartis sur le territoire, le gouvernement envisagera d'abolir le système public de consignation.

Toutefois, le gouvernement veut s'assurer qu'au moins 70 % des contenants consignés sont récupérés. Il s'agit notamment d'éviter que la performance du système de collecte sélective rejoigne celle du système de consignation à un niveau inférieur à 70 % de récupération des contenants de même type. Aussi, si pendant deux années successives moins de 70 % des contenants de boissons gazeuses sont récupérés, le gouvernement envisagera d'augmenter la valeur de la consigne.

Par ailleurs, l'industrie brassicole a mis en place un système de consignation privé qui lui permet de récupérer ses bouteilles et de les réutiliser. Les contenants de bière à remplissage unique sont cependant régis par le système public de consignation. Abolir la consigne sur ce type de contenants pourrait inciter le consommateur à les préférer à la bouteille consignée. Par conséquent, pour favoriser

l'usage des contenants de bière à remplissages multiples, les contenants à remplissage unique demeureront consignés si la consigne devait être abolie sur les contenants de boissons gazeuses.

7.9 Connaître, informer, sensibiliser et éduquer

Les PGMR et les différents programmes axés sur la promotion de la récupération et de la valorisation ont permis de mieux connaître les matières résiduelles générées sur le territoire durant les dernières années. L'analyse du cycle de vie, qui peut, entre autres, nous renseigner sur la pression exercée sur les ressources naturelles, dont l'eau, et sur les émissions de gaz à effet de serre, peut aussi nous permettre de tirer des conclusions plus justes à partir de l'information obtenue. Toutefois, nos connaissances sont parfois incomplètes, notamment en ce qui concerne plusieurs produits et dans certains segments des ICI ainsi que dans le domaine du bâtiment. Elles doivent donc être améliorées. De même, le gouvernement veut accroître sa connaissance de plusieurs aspects de la gestion des matières résiduelles, dont les marchés des matières secondaires, les modes de traitement et les instruments économiques, tels que la tarification incitative de la collecte municipale et les droits environnementaux.

La situation des milieux nordiques est de plus très mal connue, ce qui limite les possibilités d'aider les populations de ces territoires à mieux gérer leurs matières résiduelles. Le gouvernement veut donner priorité à l'acquisition de connaissances afin d'être en mesure de soutenir l'élaboration et la mise en œuvre de PGMR dans le Nord québécois.

Par ailleurs, le gouvernement entend insister sur le besoin d'informer, de sensibiliser et d'éduquer chaque acteur concerné par la gestion des matières résiduelles, du citoyen à l'élu en passant par le travailleur, le commerçant et le gestionnaire. Peu de gens sont sensibilisés aux effets qu'ont leurs matières résiduelles sur l'environnement comme les émissions de gaz à effet de serre et l'épuisement des ressources naturelles. Le gouvernement financera des activités visant à inciter la population à mieux gérer ses matières résiduelles à même les revenus générés par les redevances pour l'enfouissement. Toutefois, les diverses catégories de personnes à joindre commandent de cerner le message et de déterminer les domaines d'intervention prioritaires. La réduction à la source est une priorité de la Politique. Dans ce domaine, il faut d'abord s'adresser aux consommateurs, puisque ce sont eux qui peuvent poser les bons gestes en ce sens, comme réduire leur consommation de biens, choisir des produits qui durent plus longtemps ou qui sont moins nocifs, faire réparer plutôt qu'acheter, utiliser des sacs réutilisables et recyclables, laisser le gazon sur place ou composter à la maison.

De plus, la Politique vise à éviter l'élimination de la matière organique. Le principal défi des prochaines années sera d'habituer la population à récupérer cette matière. Des activités d'information, de sensibilisation et d'éducation doivent donc être réalisées. Il faut aussi encourager les industries et les commerces à récupérer et à valoriser la matière organique, notamment les établissements de restauration, les commerces de distribution alimentaire et les industries agroalimentaires.

7.10 Rendre compte des résultats

La gestion des matières résiduelles est l'affaire de tous et il importe que les Québécoises et les Québécois puissent être informés des résultats de cette gestion sur leur territoire. Le bilan de la gestion des matières résiduelles au Québec, publié tous les deux ans, constitue un outil essentiel que le gouvernement entend conserver. Ce bilan devra permettre la mise à jour des connaissances sur les matières et contenir l'information nécessaire au suivi des objectifs de la Politique et des plans d'action.

De plus, ce bilan doit contenir des données fiables. Le gouvernement veut s'assurer d'avoir accès à l'information utile pour le dresser. Ainsi, les exploitants de lieux d'élimination doivent continuer de produire les données qu'ils ont à transmettre au gouvernement et doivent les rendre plus faciles à traiter. De même, il faut que ceux qui récupèrent, trient, conditionnent, recyclent ou valorisent les matières résiduelles déclarent ces matières.

Des outils de diffusion en ligne de l'information permettront d'évaluer les progrès des municipalités locales et régionales en matière de gestion des matières résiduelles.

Par ailleurs, la vision des partenaires engagés avec le gouvernement dans la gestion des matières résiduelles est importante pour optimiser la mise en œuvre de la Politique et, à cet égard, les forums sont un moyen que le gouvernement veut privilégier.

8. LE FINANCEMENT

Sans un financement approprié, l'atteinte des objectifs de la Politique pourrait être compromise, ce qui priverait le Québec de retombées économiques importantes en plus de nuire à l'environnement et au développement social. Afin de fournir un meilleur financement, le gouvernement compte améliorer ses instruments économiques relatifs à la gestion des matières résiduelles, tels que le Règlement sur les redevances exigibles pour l'élimination de matières résiduelles et le Règlement sur la compensation pour les services municipaux fournis en vue d'assurer la récupération et la valorisation de matières résiduelles, et modifier la LQE à cet effet.

Le Programme sur la redistribution aux municipalités des redevances pour l'élimination de matières résiduelles demeurera le moyen privilégié pour soutenir la mise en œuvre des PGMR. Le gouvernement veut cependant s'assurer d'un meilleur financement des activités de récupération et de mise en valeur. À cet égard, la Politique propose que les entreprises qui mettent sur le marché des produits fournissent la totalité de ce financement. Par ailleurs, le gouvernement entend soutenir le financement des plans d'action qui découlent de la Politique et, au besoin, prélever des redevances affectées à la mise en place de programmes pour des périodes définies.

CONCLUSION

Afin que l'ensemble des régions du Québec profite des retombées économiques découlant d'une saine gestion des matières résiduelles, la Politique propose d'arrêter le gaspillage et de maximiser la valeur ajoutée de nos matières résiduelles, dans le respect de l'environnement. Dans un contexte où le Québec lutte fermement contre les changements climatiques, elle convie toutes les Québécoises et tous les Québécois à unir leurs efforts pour gérer nos matières résiduelles de manière à en faire profiter les générations actuelles et futures et ainsi contribuer au développement durable.

55138

A.M., 2011

Arrêté numéro 2011-006 du ministre de la Santé et des Services sociaux en date du 7 mars 2011

Loi sur l'assurance médicaments
(L.R.Q., c. A-29.01)

ÉDICTANT le Règlement modifiant le Règlement sur les conditions de reconnaissance d'un fabricant de médicaments et d'un grossiste en médicaments

LE MINISTRE DE LA SANTÉ ET DES SERVICES SOCIAUX,

VU l'article 80 de la Loi sur l'assurance médicaments
(L.R.Q., c. A-29.01);

CONSIDÉRANT qu'il est nécessaire de modifier le Règlement sur les conditions de reconnaissance d'un fabricant de médicaments et d'un grossiste en médicaments, édicté par l'arrêté du ministre 92-06 du 6 juillet 1992, pour modifier la limite maximale de la marge bénéficiaire qui régit les grossistes en médicaments;

VU la publication à la Partie 2 de la *Gazette officielle du Québec* du 12 janvier 2011, conformément aux articles 10 et 11 de la Loi sur les règlements (L.R.Q., c. R-18.1), d'un projet de Règlement modifiant le

Règlement sur les conditions de reconnaissance d'un fabricant de médicaments et d'un grossiste en médicaments, avec avis qu'il pourrait être édicté par le sous-signé à l'expiration d'un délai de 45 jours à compter de sa publication;

CONSIDÉRANT qu'il y a lieu d'édicter un tel règlement sans modification :

EST ÉDICTÉ le « Règlement modifiant le Règlement sur les conditions de reconnaissance d'un fabricant de médicaments et d'un grossiste en médicaments », dont le texte apparaît en annexe.

Québec, le 7 mars 2011

Le ministre de la Santé et des Services sociaux,
YVES BOLDOC

Règlement modifiant le Règlement sur les conditions de reconnaissance d'un fabricant de médicaments et d'un grossiste en médicaments*

Loi sur l'assurance médicaments
(L.R.Q., c. A-29.01, a. 80)

1. Le Règlement sur les conditions de reconnaissance d'un fabricant de médicaments et d'un grossiste en médicaments est modifié à l'article 1 de l'annexe I, par le remplacement, dans le paragraphe 2^o du deuxième alinéa, de « 6 % » par « 6,25 %. À partir du 1^{er} avril 2012, cette différence ne peut excéder 6,50 % ».

2. L'article 2 de l'annexe II de ce règlement est modifié par le remplacement, dans le premier alinéa, de « 6 % le prix de vente garanti du fabricant en rapport avec le format acheté. » par « 6,25 % le prix de vente garanti du fabricant en rapport avec le format acheté. À partir du 1^{er} avril 2012, cette majoration ne peut excéder 6,50 %. ».

3. Le présent règlement entre en vigueur le 1^{er} avril 2011.

55235

* Les dernières modifications au Règlement sur les conditions de reconnaissance d'un fabricant de médicaments et d'un grossiste en médicaments, édicté par l'arrêté numéro 92-06 du 6 juillet 1992 (1992, G.O. 2, 4494) du ministre de la Santé et des Services sociaux, ont été apportées par le règlement édicté par l'arrêté du ministre numéro 001 du 8 janvier 2008 (2008, G.O. 2, 182). Pour les modifications antérieures, voir le « *Tableau des modifications et Index sommaire* », Éditeur officiel du Québec, 2010, à jour au 1^{er} octobre 2010.

