

SENATE



SÉNAT

CANADA

Second Session
Forty-first Parliament, 2013-14-15

*Proceedings of the Standing
Senate Committee on*

ENERGY, THE
ENVIRONMENT AND
NATURAL RESOURCES

Chair:
The Honourable RICHARD NEUFELD

Tuesday, June 2, 2015
Thursday, June 4, 2015

Issue No. 30

Third and fourth (final) meetings:
Bill C-46, An Act to amend the National Energy Board Act
and the Canada Oil and Gas Operations Act

Twenty-first (final) meeting:
Study on non-renewable and renewable energy development
including energy storage, distribution, transmission,
consumption and other emerging technologies in
Canada's three northern territories

INCLUDING:
THE THIRTEENTH REPORT OF THE COMMITTEE
(Bill C-46)
THE FOURTEENTH REPORT OF THE COMMITTEE
(Northern Territories Energy Study)

APPEARING:
The Honourable Greg Rickford, P.C., M.P.,
Minister of Natural Resources

WITNESSES:
(See back cover)

Deuxième session de la
quarante et unième législature, 2013-2014-2015

*Délibérations du Comité
sénatorial permanent de l'*

ÉNERGIE, DE
L'ENVIRONNEMENT ET DES
RESSOURCES NATURELLES

Président :
L'honorable RICHARD NEUFELD

Le mardi 2 juin 2015
Le jeudi 4 juin 2015

Fascicule n° 30

Troisième et quatrième (dernière) réunions :
Projet de loi C-46, Loi modifiant la Loi sur l'Office national de
l'énergie et la Loi sur les opérations pétrolières au Canada

Vingt et unième (dernière) réunion :
Étude sur le développement des énergies renouvelables et non
renouvelables dans les trois territoires du Nord, y compris le
stockage, la distribution, la transmission et la consommation
d'énergie, de même que les technologies émergentes

Y COMPRIS :
LE TREIZIÈME RAPPORT DU COMITÉ
(Projet de loi C-46)
LE QUATORZIÈME RAPPORT DU COMITÉ
(Étude sur l'énergie des Territoires du Nord)

COMPARAÎT :
L'honorable Greg Rickford, C.P., député,
ministre des Ressources naturelles

TÉMOINS :
(Voir à l'endos)

STANDING SENATE COMMITTEE ON
ENERGY, THE ENVIRONMENT AND
NATURAL RESOURCES

The Honourable Richard Neufeld, *Chair*

The Honourable Paul J. Massicotte, *Deputy Chair*

and

The Honourable Senators:

| | |
|---------------------------------|-----------|
| Bellemare | MacDonald |
| Boisvenu | Mitchell |
| * Carignan, P.C. (or Martin) | Patterson |
| * Cowan (or Fraser) | Ringuette |
| | Seidman |
| | Sibbeston |

*Ex officio members

(Quorum 4)

Changes in membership of the committee:

Pursuant to rule 12-5, membership of the committee was amended as follows:

The Honourable Senator Bellemare replaced the Honourable Senator Black (*June 3, 2015*).

The Honourable Senator Boisvenu replaced the Honourable Senator Wallace (*May 28, 2015*).

COMITÉ SÉNATORIAL PERMANENT DE
L'ÉNERGIE, DE L'ENVIRONNEMENT
ET DES RESSOURCES NATURELLES

Président : L'honorable Richard Neufeld

Vice-président : L'honorable Paul J. Massicotte

et

Les honorables sénateurs :

| | |
|---------------------------------|-----------|
| Bellemare | MacDonald |
| Boisvenu | Mitchell |
| * Carignan, C.P. (ou Martin) | Patterson |
| * Cowan (ou Fraser) | Ringuette |
| | Seidman |
| | Sibbeston |

* Membres d'office

(Quorum 4)

Modifications de la composition du comité :

Conformément à l'article 12-5 du Règlement, la liste des membres du comité est modifiée, ainsi qu'il suit :

L'honorable sénatrice Bellemare a remplacé l'honorable sénateur Black (*le 3 juin 2015*).

L'honorable sénateur Boisvenu a remplacé l'honorable sénateur Wallace (*le 28 mai 2015*).

MINUTES OF PROCEEDINGS

OTTAWA, Tuesday, June 2, 2015
(64)

[*English*]

The Standing Senate Committee on Energy, the Environment and Natural Resources met this day at 5:24 p.m., in room 257, East Block, the chair, the Honourable Richard Neufeld, presiding.

Members of the committee present: The Honourable Senators Black, Boisvenu, MacDonald, Massicotte, Mitchell, Neufeld, Ringuette and Seidman (8).

In attendance: Marc LeBlanc and Sam Banks, Analysts, Parliamentary Information and Research Services, Library of Parliament.

Also present: The official reporters of the Senate.

Pursuant to the order of reference adopted by the Senate on Thursday, May 14, 2015, the committee continued its examination of Bill C-46, An Act to amend the National Energy Board Act and the Canada Oil and Gas Operations Act. (*For complete text of the order of reference, see proceedings of the committee, Issue No. 29.*)

WITNESSES:

Assembly of First Nations:

Cameron Alexis, Alberta Regional Chief;

Stuart Wuttke, General Counsel.

The chair made a statement.

Mr. Alexis made a statement and, together with Mr. Wuttke, answered questions.

At 6:09 p.m., the committee suspended.

At 6:12 p.m., pursuant to the order of reference adopted by the Senate on Tuesday, March 4, 2014, the committee resumed in camera to continue its study on non-renewable and renewable energy development including energy storage, distribution, transmission, consumption and other emerging technologies in Canada's three northern territories. (*For complete text of the order of reference, see proceedings of the committee, Issue No. 10.*)

Pursuant to rule 12-16(1)(d), the committee considered a draft report.

It was agreed that the committee allowed the recording of the in camera portions of today's meeting, that one copy be kept in the office of the clerk of the committee for consultation by committee members (present) and by the committee analysts, and that the recording be destroyed by the clerk when authorized to do so by the Subcommittee on Agenda and Procedures, but no later than at the end of this parliamentary session.

After debate, it was agreed:

PROCÈS-VERBAUX

OTTAWA, le mardi 2 juin 2015
(64)

[*Traduction*]

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui, à 17 h 24, dans la salle 257 de l'édifice de l'Est, sous la présidence de l'honorable Richard Neufeld (*président*).

Membres du comité présents : Les honorables sénateurs Black, Boisvenu, MacDonald, Massicotte, Mitchell, Neufeld, Ringuette et Seidman (8).

Également présents : Marc LeBlanc et Sam Banks, analystes, Service d'information et de recherche parlementaires, Bibliothèque du Parlement.

Aussi présents : Les sténographes officiels du Sénat.

Conformément à l'ordre de renvoi adopté par le Sénat le jeudi 14 mai 2015, le comité poursuit son étude du projet de loi C-46, Loi modifiant la Loi sur l'Office national de l'énergie et la Loi sur les opérations pétrolières au Canada. (*Le texte intégral de l'ordre de renvoi figure au fascicule n° 29 des délibérations du comité.*)

TÉMOINS :

Assemblée des Premières Nations :

Cameron Alexis, chef régional de l'Alberta;

Stuart Wuttke, avocat général.

Le président ouvre la séance.

M. Alexis fait une déclaration puis, avec M. Wuttke, répond aux questions.

À 18 h 9, la séance est suspendue.

À 18 h 12, conformément à l'ordre de renvoi adopté par le Sénat le mardi 4 mars 2014, la séance se poursuit à huis clos afin que le comité continue son étude sur le développement des énergies renouvelables et non renouvelables dans les trois territoires du Nord, y compris le stockage, la distribution, la transmission et la consommation d'énergie, de même que les technologies émergentes. (*Le texte intégral de l'ordre de renvoi figure au fascicule n° 10 des délibérations du comité.*)

Conformément à l'article 12-16(1)(d) du Règlement, le comité examine un projet de rapport.

Il est convenu que le comité autorise l'enregistrement de la réunion à huis clos, qu'un exemplaire en soit conservé dans le bureau de la greffière du comité pour consultation par les membres (présents) et les analystes du comité, puis que l'enregistrement soit détruit par la greffière dès qu'elle en recevra l'autorisation du Sous-comité du programme et de la procédure, au plus tard à la fin de la session parlementaire.

Après débat, il est convenu :

That the draft report be adopted;

That the Subcommittee on Agenda and Procedure be authorized to make revisions without altering the intent of the text and to approve the final text; and

That the chair be authorized to table the report in the Senate at the earliest opportunity.

At 6:25 p.m., the committee adjourned to the call of the chair.

ATTEST:

OTTAWA, Thursday, June 4, 2015
(65)

[English]

The Standing Senate Committee on Energy, the Environment and Natural Resources met this day at 8:02 a.m., in room 257, East Block, the chair, the Honourable Richard Neufeld, presiding.

Members of the committee present: The Honourable Senators Bellemare, Boisvenu, MacDonald, Massicotte, Mitchell, Neufeld, Patterson, Ringuette, Seidman and Sibbeston (10).

In attendance: Marc LeBlanc and Sam Banks, Analysts, Parliamentary Information and Research Services, Library of Parliament.

Also present: The official reporters of the Senate.

Pursuant to the order of reference adopted by the Senate on Thursday, May 14, 2015, the committee continued its consideration of Bill C-46, An Act to amend the National Energy Board Act and the Canada Oil and Gas Operations Act. (*For complete text of the order of reference, see proceedings of the committee, Issue No. 29.*)

APPEARING:

The Honourable Greg Rickford, P.C., M.P., Minister of Natural Resources.

WITNESS:

Natural Resources Canada:

Jeff Labonté, Director General, Energy Safety and Security Branch, Energy Sector.

The chair made a statement.

Minister Rickford made a statement and answered questions.

At 9:09 a.m., the committee suspended.

At 9:15 a.m., the committee resumed.

It was agreed that the committee proceed to clause-by-clause for consideration of Bill C-46, An Act to amend the National Energy Board Act and the Canada Oil and Gas Operations Act.

It was agreed that the title stand postponed.

Que le comité adopte le projet de rapport;

Que le Sous-comité du programme et de la procédure soit autorisé à réviser le texte du rapport, sans en altérer le fond, et à en approuver la version définitive;

Que le président du comité soit autorisé à déposer le rapport au Sénat le plus tôt possible.

À 18 h 25, le comité s'ajourne jusqu'à nouvelle convocation de la présidence.

ATTESTÉ :

OTTAWA, le jeudi 4 juin 2015
(65)

[Traduction]

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui, à 8 h 2, dans la pièce 257 de l'édifice de l'Est, sous la présidence de l'honorable Richard Neufeld (*président*).

Membres du comité présents : Les honorables sénateurs Bellemare, Boisvenu, MacDonald, Massicotte, Mitchell, Neufeld, Patterson, Ringuette, Seidman et Sibbeston (10).

Également présents : Marc LeBlanc et Sam Banks, analystes, Service d'information et de recherche parlementaires, Bibliothèque du Parlement.

Aussi présents : Les sténographes officiels du Sénat.

Conformément à l'ordre de renvoi adopté par le Sénat le jeudi 14 mai 2015, le comité poursuit son étude du projet de loi C-46, Loi modifiant la Loi sur l'Office national de l'énergie et la Loi sur les opérations pétrolières au Canada. (*Le texte intégral de l'ordre de renvoi figure au fascicule n° 29 des délibérations du comité.*)

COMPARAÎT :

L'honorable Greg Rickford, C.P., député, ministre des Ressources naturelles.

TÉMOIN :

Ressources naturelles Canada :

Jeff Labonté, directeur général, Direction de la sûreté énergétique et de la sécurité, Secteur de l'énergie.

Le président ouvre la séance.

Le ministre Rickford fait une déclaration, puis répond aux questions.

À 9 h 9, la séance est suspendue.

À 9 h 15, la séance reprend.

Il est convenu d'étudier article par article le projet de loi C-46, Loi modifiant la Loi sur l'Office national de l'énergie et la Loi sur les opérations pétrolières au Canada.

Il est convenu de reporter l'adoption du titre.

It was agreed that clause 1, which contains the short title, stand postponed.

It was agreed, with leave, that the balance of the clauses in the bill be grouped together by parts, for the purpose of clause-by-clause consideration.

It was agreed that clauses 2 to 38 carry.

It was agreed that clauses 39 to 46 carry.

It was agreed that clause 47 carry.

It was agreed that clause 1, which contains the short title, carry.

It was agreed that the title carry.

It was agreed that the bill carry.

It was agreed that the committee may wish to consider appending observations to the report.

At 9:17 a.m., the committee suspended.

At 9:19 a.m., pursuant to rule 12-16(1)(d), the committee resumed in camera to consider a draft report.

After debate, it was agreed:

That a letter to the Minister of Natural Resources Canada be drafted on behalf of the committee to highlight a few issues that arose during the committee's study;

That the Subcommittee on Agenda and Procedure be authorized to approve the final text of the letter; and

That the chair and deputy chair be authorized to sign and submit the letter to the Minister at the earliest opportunity.

At 9:33 a.m., the committee suspended.

At 9:34 a.m., the committee resumed in public.

It was agreed that the chair report the bill without amendment to the Senate.

At 9:34 a.m., the committee adjourned to the call of the chair.

ATTEST:

Il est convenu de reporter l'adoption de l'article 1, qui contient le titre abrégé.

Il est convenu, avec le consentement des membres du comité, de grouper par parties les articles du projet de loi pour leur étude.

Il est convenu d'adopter les articles 2 à 38.

Il est convenu d'adopter les articles 39 à 46.

Il est convenu d'adopter l'article 47.

Il est convenu d'adopter l'article 1, qui contient le titre abrégé.

Il est convenu d'adopter le titre.

Il est convenu d'adopter le projet de loi.

Il est convenu que le comité puisse désirer joindre des observations au rapport.

À 9 h 17, la séance est suspendue.

À 9 h 19, conformément à l'article 12-16(1)d) du Règlement, la séance se poursuit à huis clos afin que le comité étudie un projet de rapport.

Après débat, il est convenu :

Que le comité rédige une lettre à l'intention du ministre des Ressources naturelles pour souligner quelques questions soulevées pendant l'étude du comité;

Que le Sous-comité du programme et de la procédure soit autorisé à approuver le texte définitif de la lettre;

Que le président et le vice-président du comité soient autorisés à signer la lettre et à la faire parvenir au ministre le plus tôt possible.

À 9 h 33, la séance est suspendue.

À 9 h 34, la séance publique reprend.

Il est convenu que le président fera rapport du projet de loi non modifié au Sénat.

À 9 h 34, le comité s'ajourne jusqu'à nouvelle convocation de la présidence.

ATTESTÉ :

La greffière du comité,

Lynn Gordon

Clerk of the Committee

REPORTS OF THE COMMITTEE

Thursday, June 4, 2015

The Standing Senate Committee on Energy, the Environment and Natural Resources has the honour to present its

THIRTEENTH REPORT

Your committee, which was referred Bill C-46, An Act to amend the National Energy Board Act and the Canada Oil and Gas Operations Act, has, in obedience to the order of reference of Thursday, May 14, 2015, examined the said bill and now reports the same without amendment.

Respectfully submitted,

 Wednesday, June 17, 2015

The Standing Senate Committee on Energy, the Environment and Natural Resources has the honour to table its

FOURTEENTH REPORT

Your committee, which was authorized by the Senate on Tuesday, March 4, 2014, to examine and report on non-renewable and renewable energy development including energy storage, distribution, transmission, consumption and other emerging technologies in Canada's three northern territories, now tables its report entitled *Powering Canada's Territories*.

Respectfully submitted,

*Le président,***RICHARD NEUFELD***Chair**(Text of the fourteenth report appears following the evidence.)***RAPPORTS DU COMITÉ**

Le jeudi 4 juin 2015

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles a l'honneur de présenter son

TREIZIÈME RAPPORT

Votre comité, auquel a été renvoyé le projet de loi C-46, Loi modifiant la Loi sur l'Office national de l'énergie et la Loi sur les opérations pétrolières au Canada, a, conformément à l'ordre de renvoi du jeudi 14 mai 2015, examiné ledit projet de loi et en fait maintenant rapport sans amendement.

Respectueusement soumis,

 Le mercredi 17 juin 2015

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles a l'honneur de déposer son

QUATORZIÈME RAPPORT

Votre comité, qui a été autorisé par le Sénat le mardi 4 mars 2014 à examiner, pour en faire rapport, le développement des énergies renouvelables et non renouvelables dans les trois territoires du Nord, y compris le stockage, la distribution, la transmission et la consommation d'énergie, de même que les technologies émergentes, dépose maintenant son rapport intitulé *Énergiser les territoires du Canada*.

Respectueusement soumis,

(Le texte du quatorzième rapport paraît après les témoignages.)

EVIDENCE

OTTAWA, Tuesday, June 2, 2015

The Standing Senate Committee on Energy, the Environment and Natural Resources, to which was referred Bill C-46, An Act to amend the National Energy Board Act and the Canada Oil and Gas Operations Act, met this day at 5:24 p.m. to give consideration to the bill.

Senator Richard Neufeld (*Chair*) in the chair.

[*English*]

The Chair: Welcome to this meeting of the Standing Senate Committee on Energy, the Environment and Natural Resources. My name is Richard Neufeld. I represent the province of British Columbia in the Senate and I am chair of this committee. I would like to welcome, honourable senators, any members of the public with us in the room and viewers across the country who are watching on television. As a reminder to those watching, these committee hearings are open to the public and also available via webcast on the sen.parl.gc.ca website. You may also find more information on the schedule of witnesses on the website under “Senate Committees.”

I would now like to ask senators around the table to introduce themselves, and I will begin by introducing our deputy chair, Senator Paul Massicotte from Quebec.

Senator MacDonald: Michael MacDonald from Nova Scotia.

Senator Black: Doug Black from Alberta

Senator Boisvenu: Pierre-Hugues Boisvenu from Quebec.

The Chair: I would also like to introduce our staff: Lynn Gordon, the clerk; and our two Library of Parliament analysts, Sam Banks and Marc LeBlanc.

Bill C-46, An Act to amend the National Energy Board Act and the Canada Oil and Gas Operations Act, was amended in the House of Commons and passed third reading on May 6, 2015. The bill was read for the first time in the Senate on May 7, 2015, and referred to our committee on May 14, 2015. Today is our third meeting to examine this legislation.

I am pleased to welcome, from the Assembly of First Nations, Cameron Alexis, Alberta Regional Chief; and Stuart Wuttke, General Counsel.

Thank you, gentlemen, for being with us today. The floor is yours. I believe you have a presentation and then there will be questions.

Cameron Alexis, Alberta Regional Chief, Assembly of First Nations: Thank you, senators. In my language *isiyés* means “thank you.” Thank you for allowing me to come here to speak to

TÉMOIGNAGES

OTTAWA, le mardi 2 juin 2015

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, auquel a été renvoyé le projet de loi C-46, Loi modifiant la Loi sur l'Office national de l'énergie et la Loi sur les opérations pétrolières au Canada, se réunit aujourd'hui, à 17 h 24, pour étudier le projet de loi.

Le sénateur Richard Neufeld (*président*) occupe le fauteuil.

[*Traduction*]

Le président : Je vous souhaite la bienvenue à cette séance du Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles. Je m'appelle Richard Neufeld. Je représente la province de la Colombie-Britannique au Sénat et je préside ce comité. J'aimerais souhaiter la bienvenue aux honorables sénateurs, aux membres du public qui sont dans la pièce avec nous et aux téléspectateurs de partout au pays qui suivent nos délibérations à la télévision. Je rappelle à tous ceux qui nous regardent que les séances du comité sont ouvertes au public et disponibles en webdiffusion sur le site sen.parl.gc.ca. Vous pouvez également obtenir de plus amples renseignements sur les témoins prévus à l'horaire sur notre site web, à la page « Comités du Sénat ».

Je vais maintenant demander aux sénateurs de se présenter; je vais commencer par notre vice-président, le sénateur Paul Massicotte, du Québec.

Le sénateur MacDonald : Michael MacDonald, Nouvelle-Écosse.

Le sénateur Black : Doug Black, Alberta.

Le sénateur Boisvenu : Pierre-Hugues Boisvenu, Québec.

Le président : J'aimerais également présenter notre personnel. Voici Lynn Gordon, la greffière, et nos deux analystes de la Bibliothèque du Parlement, Sam Banks et Marc LeBlanc.

Le projet de loi C-46, Loi modifiant la Loi sur l'Office national de l'énergie et la Loi sur les opérations pétrolières au Canada a été modifié à la Chambre des communes et adopté en troisième lecture le 6 mai 2015. Le projet de loi a franchi l'étape de la première lecture au Sénat le 7 mai 2015 et a été renvoyé à notre comité le 14 mai 2015. Nous tenons aujourd'hui notre troisième journée d'examen de ce projet de loi.

J'ai le plaisir d'accueillir des représentants de l'Assemblée des Premières Nations : Cameron Alexis, chef régional de l'Alberta, et Stewart Wuttke, avocat général.

Messieurs, je vous remercie d'être parmi nous aujourd'hui. La parole est à vous. Je crois que vous avez préparé un exposé, après quoi nous allons vous poser des questions.

Cameron Alexis, chef régional de l'Alberta, Assemblée des Premières Nations : Merci, messieurs les sénateurs. Dans ma langue, *isiyés* signifie « merci ». Je vous remercie de me permettre

you today with my colleague on the right, Mr. Stuart Wuttke. Thank you for the opportunity to present to you tonight on Bill C-46, the pipeline safety act. My name is Cameron Alexis. I am the outgoing Assembly of First Nations Regional Chief for Treaties 6, 7 and 8 of Alberta and the AFN Portfolio holder for Energy and Natural Resources Development.

The AFN supports measures that will strengthen the safety and security of pipelines. However, there are some necessary measures that should be included in relation to First Nations, ensuring that the process for compensable claims is available to First Nations and ensuring the bill fully takes into account and protects First Nations' constitutionally protected rights.

All legislation, regulations, policies or delegated decisions related to pipeline safety must adequately consider and protect First Nations rights and title as required by the Constitution Act, 1982, and must be consistent with articles 26, 28 and 32 of the United Nations Declaration on the Rights of Indigenous Peoples. In particular, article 32 of UNDRIP states:

1. Indigenous people have the right to determine and develop priorities and strategies for the development or use of their lands or territories or other resources.
2. States shall consult and cooperate in good faith with the indigenous peoples concerned through their own representative institutions in order to obtain their free and informed consent prior to the approval of any project affecting their lands or territories and other resources, particularly in connection with the development, utilization or exploitation of mineral, water or other resources.
3. States shall provide effective mechanisms for just and fair redress for any such activities, and appropriate measures shall be taken to mitigate adverse environmental, economic, social, cultural or spiritual impact.

The National Energy Board Act requires substantial amendments to respect First Nations' rights to determine and develop priorities and strategies for the development of our territories and to create avenues for good faith consultation and cooperation processes to secure the free, prior and informed consent of First Nations governments.

The pipeline safety act is focused on redress and mitigation of the potential impacts of pipeline development. At a minimum, the PSA should ensure that First Nations receive "just and fair" redress for damages incurred to First Nations' inherent and treaty rights, including our property interests in traditional territories as

de venir vous parler aujourd'hui, en compagnie de mon collègue Stewart Wuttke, qui se trouve à ma droite. Je vous remercie de nous donner l'occasion de vous présenter notre point de vue sur le projet de loi C-46, Loi sur la sûreté des pipelines. Je m'appelle Cameron Alexis. Je suis le chef régional actuel de l'Assemblée des Premières Nations pour les traités 6, 7 et 8 de l'Alberta et le responsable du portefeuille de l'énergie et de l'exploitation des ressources naturelles de l'APN.

L'APN est en faveur de mesures susceptibles de renforcer la sûreté et la sécurité des pipelines. Cependant, il y a des mesures qui seraient nécessaires, relativement aux Premières Nations, pour qu'elles puissent se prévaloir du processus de réclamations indemnissables et que le projet de loi tienne pleinement compte des droits des Premières Nations protégés par la Constitution et les protège lui aussi.

Au titre de la Loi constitutionnelle de 1982, toutes les lois, les règlements, les politiques ou les décisions liées à la sûreté des pipelines doivent respecter et protéger les droits et les titres des Premières Nations, en plus de respecter les articles 26, 28 et 32 de la Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones. Plus particulièrement, l'article 32 de cette déclaration dicte ce qui suit :

1. Les peuples autochtones ont le droit de définir et d'établir des priorités et des stratégies pour la mise en valeur et l'utilisation de leurs terres ou territoires et autres ressources.
2. Les États consultent les peuples autochtones concernés et coopèrent avec eux de bonne foi par l'intermédiaire de leurs propres institutions représentatives, en vue d'obtenir leur consentement, donné librement et en connaissance de cause, avant l'approbation de tout projet ayant des incidences sur leurs terres ou territoires et autres ressources, notamment en ce qui concerne la mise en valeur, l'utilisation ou l'exploitation des ressources minérales, hydriques ou autres.
3. Les États mettent en place des mécanismes efficaces visant à assurer une réparation juste et équitable pour toute activité de cette nature, et des mesures adéquates sont prises pour en atténuer les effets néfastes sur les plans environnemental, économique, social, culturel ou spirituel.

La Loi sur l'Office national de l'énergie nécessite des modifications substantielles afin de respecter le droit des Premières Nations d'établir des priorités et des stratégies pour l'exploitation de leurs territoires. Il faut également y ajouter des mécanismes de consultation et de coopération de bonne foi pour s'assurer d'obtenir le consentement libre, préalable et informé des gouvernements des Premières Nations.

La Loi sur la sûreté des pipelines met l'accent sur les mesures destinées à atténuer les conséquences de la construction d'un pipeline et y remédier. Cette loi devrait à tout le moins garantir que les Premières Nations reçoivent un dédommagement « juste et équitable » pour les dommages causés aux droits inhérents et

a result of pipeline spills. This must include appropriate measures to mitigate adverse environmental, economic, social, cultural and spiritual impacts of pipeline operations.

In addition, the pipeline safety act and the National Energy Board Act more generally should ensure a process of “good faith” consultation with First Nations government to ensure that First Nations’ free, prior and informed consent is secured prior to the development of any pipeline project that could impact their lands, territories and resources, including aquatic resources.

The act should mandate the mobilization of both information and financial resources to First Nations so that they are capable of responding to pipeline spills and are aware of pipelines that might impact their lands, territories and resources.

First Nations are often directly and profoundly impacted by pipeline spills that occur in remote areas that go unreported for days before a company is even aware of any event. On some occasions, First Nations harvesters have been the first people to discover a spill; for example, harvesters for management proponents, if you will.

Moreover, when spills occur in rivers, the geographic scope of the spills might be broad and far-reaching. Even when the First Nations are notified of a spill, past practice has been to involve only those First Nations proximate to the source of the spill, even if the spill may dramatically impact the aquatic resources and livelihoods of First Nations far removed.

This is the unfortunate experience of First Nations in Alberta. In just one example, in April 2011, the Rainbow Pipeline, owned by Plains Midstream, an American company, leaked 4.5 million litres of light crude about 30 kilometres from the Lubicon Cree community of Little Buffalo. This was felt directly by community members who were sick with nausea, burning eyes and headaches. There were extreme environmental impacts throughout the watershed. That’s the second time for this company. The community waited for years with little attention or action from the company or the provincial government.

There have been several other major incidents in the last decade, including Rainbow Lake and Cold Lake, Alberta, as examples. However, the PSA remains silent on issues related to First Nations concerns and would not likely lead to a change in current practice. The PSA does not address First Nations’ capacity to respond to spills.

issus de traités des Premières Nations, y compris nos droits sur nos territoires ancestraux, qui pourraient être bafoués en cas de déversement de pétrole. Il faut donc prévoir des mesures appropriées pour atténuer les effets néfastes sur les plans environnemental, économique, social, culturel ou spirituel de l’exploitation de pipelines.

De plus, la Loi sur la sûreté des pipelines et la Loi sur l’Office national de l’énergie devraient, de façon plus générale, prévoir un processus de consultation « de bonne foi » avec les gouvernements des Premières Nations pour garantir l’obtention du consentement libre et éclairé des Premières Nations avant la mise en œuvre de tout projet de pipeline susceptible d’avoir une incidence sur leurs terres, leurs territoires et leurs ressources, y compris les ressources aquatiques.

La loi devrait prescrire l’octroi de ressources financières et la communication d’information aux Premières Nations pour qu’elles soient en mesure d’intervenir en cas de fuite des pipelines et qu’elles connaissent bien les pipelines susceptibles d’endommager leurs terres, territoires et ressources.

Les Premières Nations sont souvent touchées directement et profondément par des déversements de pétrole de pipelines dans des régions éloignées qui ne sont pas détectées avant plusieurs jours par l’entreprise qui en est responsable. Il arrive que des chasseurs ou pêcheurs autochtones soient les premiers à découvrir un déversement et à le signaler au promoteur responsable de sa gestion, si l’on veut.

De plus, quand il y a des fuites dans des rivières, l’étendue géographique du déversement peut être très grande. Même quand les Premières Nations sont avisées d’un déversement, l’usage consiste à ne mettre à contribution que les Premières Nations situées à proximité de la source du déversement, même s’il peut avoir des effets énormes sur les ressources aquatiques et la survie de Premières Nations situées beaucoup plus loin.

C’est l’expérience malheureuse qu’ont vécue des Premières Nations de l’Alberta. Dans un exemple seulement, en avril 2011, le pipeline Rainbow, qui appartient à Plains Midstream, une société américaine, a fui et a laissé s’écouler 4,5 millions de litres de pétrole brut léger à environ 30 kilomètres du village cri Little Buffalo du lac Lubicon. Les membres de cette communauté en ont ressenti les effets directs : nausées, irritations des yeux et maux de tête. Il y a eu des effets environnementaux extrêmes dans tout le bassin versant. C’était la deuxième fois que cela arrivait pour cette entreprise. La communauté a dû attendre des années avant d’obtenir un peu d’attention de l’entreprise ou du gouvernement provincial ou qu’ils n’interviennent.

Il y a eu plusieurs autres incidents d’envergure au cours des 10 dernières années, notamment aux lacs Rainbow et Cold, en Alberta. Malgré tout, la LSP demeure muette sur les préoccupations des Premières Nations et aurait peu de chance de modifier un tant soit peu la pratique actuelle. La LSP ne change en rien le pouvoir des Premières Nations de réagir en cas de déversement.

The AFN suggested in 2013 that the federal government undertake a needs assessment of First Nations' capabilities to respond to hydrocarbons spills, an action the federal government declined to consider. Even worse, the PSA would not result in disclosure to First Nations of the material passing through pipelines. Often, companies will add chemical diluents to increase the viscosity of hydrocarbon products. Some of these diluents may pose human health risks to first responders or to others who are exposed to oil spills. In addition, chemical diluents may have unknown and undisclosed impacts on the local ecology, the same local ecology harvesters rely upon to practise their constitutional rights.

Additionally, we are concerned with the provisions of the PSA on protection of pipelines against individuals coming into contact with them. For instance, my family has a fur management area that crosses over multiple pipelines. It is our responsibility to manage that resource, but this act puts the responsibility in jeopardy and inflates the protection of the pipeline above all other interests on the land.

I have provided this committee with concerns and recommended amendments outlined to the House of Commons committee along with AFN's 2013 submission regarding the bulk transport of hydrocarbons. Questions on these more technical matters can be fielded to my colleague, AFN General Counsel Stuart Wuttke.

What I want to impart on you this evening is the critical condition for First Nations' rights and interests to be recognized and incorporated in the PSA. Additionally, the invisibility of First Nations is a systematic problem with the National Energy Board. As a result, the AFN, in addition to specific amendments to the pipeline safety act, the committee is urged to recommend that Parliament immediately undertake both a review and a reform of the National Energy Board Act — and the unfinished business in the 1938 Natural Resources Transfer Act that transferred responsibility for resource regulation to three Prairie provinces — without the involvement or consent of First Nations. It is also known as NRTA in the Western provinces.

Aboriginal rights and title are clearly affirmed in the Constitution Act, 1982, and repeatedly by Canadian courts, most recently the *Tsilhqot'in* decision of the Supreme Court of Canada, also known as the *William* case, but Parliament continues to pass laws that do not include or respect these rights. This must change, and I call on this committee to make these clear recommendations for change, especially today, as the Truth and Reconciliation Commission releases its findings and calls us all to work on reconciliation.

L'APN avait proposé en 2013 que le gouvernement fédéral évalue ce dont les Premières Nations auraient besoin pour pouvoir réagir en cas de déversement d'hydrocarbures, une proposition que le gouvernement fédéral n'a pas voulu envisager. Pire encore, la LSP ne prescrit pas la divulgation aux Premières Nations des substances transportées dans les pipelines. Les entreprises ajoutent souvent des diluants chimiques aux produits d'hydrocarbures pour en augmenter la viscosité. Certains de ces diluants peuvent présenter des risques pour la santé humaine des premiers répondants et des autres personnes exposées aux déversements de pétrole. De plus, les diluants chimiques peuvent avoir des effets inconnus ou non signalés sur l'écologie locale, sur l'environnement même dont dépendent les chasseurs et les pêcheurs pour exercer leurs droits constitutionnels.

De même, nous craignons les dispositions de cette loi qui protègent les pipelines contre les personnes qui entrent en contact avec eux. Par exemple, ma famille a une terre de gestion des fourrures que plusieurs pipelines traversent. Il est de notre responsabilité de gérer cette ressource, mais cette loi compromet cette responsabilité et accroît la protection des pipelines au détriment de tous les autres intérêts liés à la terre.

J'ai remis au comité la liste des préoccupations et des recommandations de modifications que l'APN a soumise au comité de la Chambre des communes avec son mémoire de 2013 sur le transport en vrac d'hydrocarbures. Si vous avez des questions de nature technique à poser à ce sujet, vous pouvez les adresser à mon collègue, l'avocat général de l'APN, Stuart Wuttke.

J'aimerais vous faire comprendre ce soir la condition essentielle pour que les droits et intérêts des Premières Nations soient reconnus et intégrés à la LSP. Je souligne en outre que l'invisibilité des Premières Nations est un problème systématique à l'Office national de l'énergie. Par conséquent, l'APN exhorte le comité non seulement à apporter certaines modifications à la Loi sur la sûreté des pipelines, mais à recommander au Parlement d'entreprendre immédiatement l'examen et la réforme de la Loi sur l'Office national de l'énergie et de s'attaquer au travail inachevé de la Loi sur le transfert des ressources naturelles de 1938, qui transférerait la responsabilité de la réglementation en matière de ressources aux trois provinces des Prairies, tout cela sans la participation ni le consentement des Premières Nations. On appelle cette loi la LTRN dans les provinces de l'Ouest.

La Loi constitutionnelle de 1982 affirme clairement les droits et les titres autochtones, et les tribunaux canadiens l'ont répété maintes fois, dont tout récemment dans l'arrêt *Tsilhqot'in* de la Cour suprême du Canada, qu'on appelle aussi l'affaire *William*, mais le Parlement continue d'adopter des lois qui n'intègrent pas ces droits ni ne les respectent. Cela doit changer, et je somme le comité d'en faire la recommandation claire, particulièrement aujourd'hui, jour où la Commission de vérité et de réconciliation dévoile ses constats et nous invite tous à travailler en vue d'une réconciliation.

With that, respectfully, chair and members of the committee, I thank you very much for allowing me to speak here. I also provided to everyone in an appendix a copy of just a sample of spills that have occurred in Alberta in the past couple years. I offer that as an example. Thank you.

The Chair: Thank you very much. I'll defer first to the deputy chair, Senator Massicotte.

Senator Massicotte: Thank you, both of you, for being with us today. It's much appreciated, and your point of view is quite important to us.

There could be a question about whether this is the right place to — the right amendment, the right act — make your point clear, but I think our committee would agree that we have no issue with the constitutional rights of the Aboriginal people, and we certainly have no dispute with the need to consult in a real sense. I think some Supreme Court judgments have made it clear that we haven't always been very real in that respect, but the government is trying to convince us all the time that its interests are real and that its intent is to achieve mutual terms.

But from your presentation, you're not convinced of that. You think the current bill should be amended to make it stronger, and you also make a comment that, to date, the consultation has not been adequate and we need to change the current practice.

Could you give us some examples of that? Why this bill, as opposed to the whole relationship with Aboriginal people, which is probably a separate issue? Why should we amend this bill? Give me specific examples that the NEB has not done the work, as you see it.

Mr. Alexis: Thank you very much for the question. I will answer it in part and then turn to my learned friend on the right.

When we talk about consultation, in my observation, I have not seen any finite policy or documentation that specifically speaks to how we consult, act by act, within federal legislation. I think it's important that we all sit down in the first instance to fully consult with one another as per the Supreme Court decisions. Oftentimes, sir and members of the Senate, we observe that we're consulted after the fact, when everything is already in motion. Our observation is that we're supposed to be equal partners, and we should be working in the very first instance and moving ahead cohesively. That would better relations and also address issues of consultation.

Yes, there are issues relative to provinces and territories, as well, that have to work together with First Nations. And, yes, other provinces have some consultation policies, such as Alberta. However, the position of the chiefs has always been that we need to be consulted in the first instance, and we don't always fully participate in the development of policies. I hope that answers some of your question.

Sur ce, en toute déférence, monsieur le président, mesdames et messieurs les membres du comité, je vous remercie infiniment de m'avoir permis de m'exprimer ici. J'ai également remis à tous en annexe une liste de quelques exemples de déversements survenus en Alberta au cours des dernières années. C'est un exemple. Merci.

Le président : Merci beaucoup. Je vais donner la parole au sénateur Massicotte pour commencer.

Le sénateur Massicotte : Je vous remercie tous deux d'être avec nous aujourd'hui. C'est très apprécié, votre point de vue est très important pour nous.

On pourrait se demander si c'est le bon endroit ou le bon moment pour faire valoir clairement votre point de vue, si c'est le bon amendement, la bonne loi, mais je pense que notre comité ne conteste absolument pas les droits constitutionnels des peuples autochtones et que nous ne contestons absolument pas la nécessité de vous consulter réellement. Je pense que les décisions de la Cour suprême indiquent clairement que nous ne le faisons pas toujours, mais le gouvernement essaie tout le temps de nous convaincre de sa bonne foi et de son intention de parvenir à une entente mutuelle.

Je constate, d'après votre exposé que vous n'en êtes pas convaincu. Vous croyez qu'il faut modifier ce projet de loi pour le rendre encore plus fort, et vous mentionnez également qu'à ce jour, les consultations n'ont pas été adéquates et qu'il faut changer la façon de faire actuelle.

Pouvez-vous nous en donner des exemples? Pourquoi ce projet de loi, plutôt que toute la relation avec les Autochtones, qui est probablement une tout autre question? Pourquoi devrions-nous modifier ce projet de loi? Donnez-moi des exemples précis dans lesquels l'ONE n'a pas fait son travail, votre point de vue.

M. Alexis : Je vous remercie beaucoup de cette question. Je vais y répondre en partie, puis demander à mon savant ami à ma droite, de poursuivre.

Quand on parle de consultations, d'après mes observations, il n'y a pas de politique établie ni de document qui prescrit la façon de consulter, loi par loi, selon la législation fédérale. Je pense qu'il serait important de commencer par nous asseoir pour nous consulter pleinement les uns les autres sur les décisions de la Cour suprême. Bien souvent, monsieur et les autres sénateurs, nous constatons que nous sommes consultés après coup, quand tout est déjà bien avancé. Nous observons que nous serions censés être des partenaires égaux et que nous devrions travailler ensemble dès le début pour avancer ensemble. Cela améliorerait nos relations et réglerait le problème des consultations.

Oui, il y a des problèmes qui concernent les provinces et les territoires, qui doivent aussi travailler avec les Premières Nations. Oui, il y a des provinces qui ont des politiques de consultation, comme l'Alberta. Cependant, la position des chefs a toujours été que nous devons être consultés dès le départ, mais nous ne participons pas toujours pleinement à l'élaboration des politiques. J'espère que cela répond à votre question.

Senator Massicotte: Has there been an instance in recent memory of pipelines being built on your lands or some of your people's land where you were not in agreement and the federal government ran roughshod over you and said, "I don't care if you agree or disagree; we're going to do it our way"?

Mr. Alexis: Thank you for the question.

With regard to the nation I come from, the Alexis Nakota Sioux First Nation, the TransCanada pipeline does go through our reserve lands. In history, a few decades ago, there was a spill. Even today, the spill is being cleaned up. That would be an example of the spills that do occur and how much time it takes to start to clean up the spills. Even today we're still testing the soil. Even today we're still removing soil to clean it up. That is an example. That is near Whitecourt, Alberta, about 85 minutes southwest of Edmonton.

Senator Massicotte: Farmers would probably have the same issue. I think they have the same right as you do. If there's a spill on their lands, it is the pipeline company's responsibility to identify, repair and pay all claimants who suffered damages. In fact, I think this legislation has been amended to make sure that the damage you suffer is also included in the calculation of damages. What else would you wish? What are you asking that the farmers aren't getting, let's say?

Mr. Alexis: Respectfully, I wouldn't compare myself to a farmer. I do believe I'm a treaty Indian of this country, and we have treaty rights that are supposed to be protected by the Constitution. I do believe we have a bit of a difference there in terms of how we do business. One of the things that I see here is there is no specific way of First Nations inclusion in these specific situations. I think those are some of the things we need to start looking at.

Senator Mitchell: I really appreciate your presentation. Are you paid some form of compensation for the pipeline being across your land, or is it just paid for in the initial building of the pipeline? Is there rent or something like that?

Mr. Alexis: Thank you very much, senator. Good question.

There are IBAs, and a certain amount of mill rates are included. Keep in mind that mill rates are not included in First Nations impact benefit agreements. I'm just using that as an example. However, we try to use the rates of the area to have some fair compensation. We do work with some industry groups very well and others not so well.

Le sénateur Massicotte : Est-il arrivé de mémoire récente qu'on ait construit des pipelines sur vos terres, sur les terres de votre peuple, que vous n'étiez pas d'accord et que le gouvernement fédéral vous a dit cavalièrement : « Je m'en balance que vous soyez d'accord ou non; nous allons le faire à notre façon »?

M. Alexis : Je vous remercie de cette question.

Si je prends l'exemple de ma propre nation, la Première Nation sioux des Nakota d'Alexis, le pipeline de TransCanada traverse les terres de notre réserve. Il y a quelques dizaines d'années, il y a eu un déversement. Encore aujourd'hui, nous travaillons à décontaminer nos terres. C'est un exemple de déversement qui peut survenir et du temps qu'il faut pour décontaminer les terres après un déversement. Encore aujourd'hui, nous effectuons des tests de sol. Encore aujourd'hui, nous décontaminons la terre. C'est un exemple. C'est arrivé près de Whitecourt, en Alberta, à environ 85 minutes de route au sud-ouest d'Edmonton.

Le sénateur Massicotte : Les agriculteurs ont probablement le même genre de problème. Je pense qu'ils jouissent des mêmes droits que vous. S'il y a un déversement sur leurs terres, il est de la responsabilité de la société qui possède le pipeline d'analyser et de réparer les dommages et de verser une indemnité à tous les demandeurs touchés. En fait, je pense que ce projet de loi a été modifié pour que les dommages que vous subissez soient également pris en compte dans le calcul des dommages. Que souhaitez-vous d'autre? Que demandez-vous que les agriculteurs n'ont pas, par exemple?

M. Alexis : En toute déférence, je ne me comparerais pas à un agriculteur. Je crois que je suis un Indien visé par un traité dans ce pays et que nous avons des droits issus de traités qui sont censés être protégés par la Constitution. Je crois qu'il y a une différence ici dans la façon de faire les choses. Je constate qu'il n'y a pas de mesures particulières pour inclure les Premières Nations dans ce genre de situation. Je pense que c'est le genre de choses que nous devrions commencer à envisager.

Le sénateur Mitchell : Je vous remercie beaucoup de votre exposé. Recevez-vous une forme d'indemnité parce que le pipeline traverse vos terres ou n'en recevez-vous seulement qu'au moment de la construction initiale du pipeline? Y a-t-il un loyer ou quelque chose du genre?

M. Alexis : Merci beaucoup, sénateur. C'est une bonne question.

Il y a les ERA et elles comprennent certains taux par mille. N'oubliez pas que les ententes sur les répercussions et les avantages des Premières Nations ne comprennent pas de taux par mille. C'est simplement un exemple que je donne. Cependant, nous essayons d'utiliser les taux qui s'appliquent dans le contexte pour obtenir une indemnité équitable. Nous travaillons très bien avec certains groupes de l'industrie et moins bien avec d'autres.

Senator Mitchell: What's the distinction that's implied by the point you just made about the agreement, the mill rates not being included in that form of agreement? What is the importance of that? Is it weaker? On the other hand, can it be changed? I'm just trying to understand.

Mr. Alexis: That's a good question, because we all know in this country, if a pipeline, whether it's provincial jurisdiction or federal jurisdiction, goes through a municipality, the municipality gets a negotiated mill rate. In the case of First Nations, we have to sit down and negotiate IBAs to try to get fair compensation that's equitable to perhaps a mill rate. That's what happens in the province that I come from, as an example, sir.

Senator Mitchell: I come from there, too.

I think you've implied that you feel that some companies would be more inclined to give you what a municipality would get than other companies. You say you work well with some and not so well with others. Why wouldn't you get what a municipality gets?

Mr. Alexis: That's a good question. I have don't have that answer. I wish I did, and then we'd have a better partnership in this country.

Senator Ringuette: Would the federal government get this mill rate from the pipeline instead of you in the first instance? Is that what you're saying?

Mr. Alexis: First Nations, by majority, do not get mill rates.

Who gets it? Usually if a pipeline is going to go through a specific area, the local municipality will negotiate the mill rate, whereas the First Nation will not get the mill rate so we have to negotiate an agreement to get some fair compensation.

Senator Ringuette: You negotiate with the pipeline company?

Mr. Alexis: Yes.

Senator Ringuette: Therefore, the pipeline company is not giving this rate to the federal government for passing through your land. There's quite a difference here. If a rate is paid by these companies to the federal government and then you have to request to the federal government that that rate be provided to your communities, that's one option. The other option is that no rate at all is being paid for the right to pass through that territory in comparison to what would be paid to a municipal or provincial government. That's another story.

What is the actual situation? The pipeline company would not at all be paying the federal government for that section of territory that is within Native land?

Stuart Wuttke, General Counsel, Assembly of First Nations: I can try to answer your question.

Le sénateur Mitchell : Quelle est la distinction dans ce que vous venez de dire sur ces ententes, cette forme d'entente ne comprendrait pas de taux par mille? Quelle en est l'incidence? S'en trouvent-elles affaiblies? D'autre part, peuvent-elles être modifiées? J'essaie simplement de comprendre.

M. Alexis : C'est une bonne question, parce que nous savons tous que dans ce pays, quand un pipeline, qu'il soit de compétence provinciale ou fédérale, traverse une municipalité, la municipalité obtient un taux par mille négocié. Pour leur part, les Premières Nations doivent s'asseoir et négocier une ERA pour essayer d'obtenir un dédommagement équitable, peut-être comparable au taux par mille. C'est ce qui se passe dans la province d'où je viens, par exemple, monsieur.

Le sénateur Mitchell : Je viens de la même province que vous.

Vous semblez laisser entendre que certaines entreprises seraient plus enclines que d'autres à vous donner la même chose qu'à une municipalité. Vous affirmez travailler très bien avec certaines et moins bien avec d'autres. Pourquoi n'obtiendriez-vous pas la même chose qu'une municipalité?

M. Alexis : C'est une bonne question. Je n'ai pas de réponse à cette question. J'aimerais bien en avoir une, nous aurions un meilleur partenariat dans ce pays.

La sénatrice Ringuette : Est-ce que le taux par mille de l'entreprise est versé d'abord au gouvernement fédéral plutôt qu'à vous? Est-ce ce que vous nous dites?

M. Alexis : La majorité des Premières Nations n'obtiennent pas de taux par mille.

Qui en reçoit? Habituellement, quand un pipeline traverse une région, la municipalité touchée va négocier un taux par mille, alors que la Première Nation n'en recevra pas, donc nous devons négocier une entente pour obtenir un dédommagement équitable.

La sénatrice Ringuette : Vous le négociez avec l'exploitant du pipeline?

M. Alexis : Oui.

La sénatrice Ringuette : Donc, la société à qui appartient le pipeline ne donne pas de taux au gouvernement fédéral pour pouvoir passer sur vos terres. Cela fait une grande différence. Si ces entreprises paient un taux au gouvernement fédéral, puis que vous devez demander au gouvernement fédéral de le verser à vos communautés, c'est une chose. L'autre option, c'est qu'il n'y ait pas de taux par mille du tout pour le droit de traverser ce territoire, alors qu'il y a un taux payé à la municipalité ou au gouvernement provincial. C'est une autre histoire.

Quelle est la situation? L'entreprise qui exploite le pipeline ne paie-t-elle rien du tout au gouvernement fédéral pour traverser le territoire qui fait partie de vos terres ancestrales?

Stuart Wuttke, avocat général, Assemblée des Premières Nations : Je peux essayer de répondre à cette question.

If there's any project on First Nation lands, there are a number of factors that come into play. The reserve land itself, of course, belongs to Her Majesty held in trust, so there are a number of matters that the Department of Indian Affairs negotiates or is supposed to negotiate with companies.

When it comes to IBA agreements, impact benefit agreements, and those types of arrangements, sometimes help or guidance is provided by the federal government and sometimes it isn't. Generally there's a view now that First Nations are entitled to arrange their own agreements and, if they negotiate a bad agreement, it's sort of their fault. If they negotiate a good agreement, it's good.

The way I understand a lot of how the First Nations operate, many times, when negotiating these agreements, they operate in a vacuum. There are a lot of confidentiality provisions when a pipeline is working with one First Nation versus another. Even though it may be the same pipeline, the different communities may not be getting the same benefits as a result of the various negotiations they have. It's a funny way of doing business, but it's generally what's available to First Nations.

Senator Seidman: Thank you very much, Chief Alexis, for being with us today.

You made a submission to the committee entitled "Environment Submission on Hydrocarbon Transportation," dated June 27, 2013. I would like to ask you about a couple of the recommendations that are made in the submission. One of them says:

- In order to ensure consultation is meaningful and that adequate engagement occurs in the designation of plans and priorities, all relevant information must be disclosed by transporters, handlers and the Government, including information that may be considered confidential (e.g., proprietary information); and

Mr. Wuttke, you already started talking about this is response to Senator Ringuette, but I would appreciate it if you could help me understand what that recommendation means.

Mr. Alexis: Thank you very much. I will defer that to Stuart again because I did not submit that. It was submitted by the AFN in written text, but no one actually became a witness to it.

Mr. Wuttke: I did touch on part of that in my earlier answer to the question.

As I mentioned, when it comes to First Nations negotiating agreements with various proponents, a lot of the information is proprietary. They go into negotiations and a lot of the discussions are confidential. In many cases, First Nations act on the information that's actually shared with them, but not all the information may actually get to them. There may not be full disclosure, for instance.

Quand un projet est réalisé sur des terres autochtones, il y a divers facteurs qui entrent en ligne de compte. Les terres de la réserve elle-même appartiennent bien sûr à la Couronne, qui détient les fonds en fiducie, donc il y a un certain nombre de choses que le ministère des Affaires autochtones négocie ou est censé négocier avec les entreprises.

Pour ce qui est des ERA, les ententes sur les répercussions et les avantages, le gouvernement fédéral va parfois donner des directives, parfois non. En général, la perception actuelle est que les Premières Nations ont le droit de conclure leurs propres ententes, mais que si elles négocient une mauvaise entente, c'est un peu de leur faute. Si elles négocient une bonne entente, tant mieux.

D'après ce que je comprends du fonctionnement de beaucoup de Premières Nations, bien souvent, lorsqu'elles négocient ce genre d'entente, elles travaillent en vase clos. Il y a beaucoup de dispositions de confidentialité quand une société de pipeline négocie avec une première nation ou une autre. Même s'il s'agit du même pipeline, les différentes communautés n'obtiendront pas nécessairement les mêmes avantages à l'issue de leurs diverses négociations. C'est une drôle de façon de faire, mais c'est en général ce qui est à la disposition des Premières Nations.

La sénatrice Seidman : Merci beaucoup, chef Alexis, d'être parmi nous aujourd'hui.

Vous avez présenté au comité un mémoire intitulé « Mémoire sur le transport des hydrocarbures », qui porte la date du 27 juin 2013. J'aimerais vous questionner sur quelques recommandations qu'on trouve dans ce mémoire. L'une d'elles va en ce sens :

- Pour que la consultation ait un sens et qu'il y ait participation effective au moment d'établir les plans et les priorités, toute information pertinente doit être divulguée par les organismes de transport, les manutentionnaires et le gouvernement, notamment celle pouvant être considérée comme confidentielle (brevet);

Monsieur Wuttke, vous avez déjà commencé à en parler en réponse à la sénatrice Ringuette, mais j'apprécierais que vous m'aidiez à comprendre ce que signifie cette recommandation.

M. Alexis : Merci beaucoup. Je vais demander encore une fois à Stuart de vous répondre, parce que ce n'est pas moi qui ai soumis ce mémoire. Il a été soumis par l'APN sous forme écrite, mais personne n'est venu le présenter à titre de témoin.

M. Wuttke : J'ai abordé une partie de ce sujet dans ma réponse antérieure.

Comme je l'ai dit, pendant les négociations des Premières Nations avec divers promoteurs, beaucoup de renseignements sont exclusifs, beaucoup de discussions sont confidentielles. Souvent, les Premières Nations agissent sur la foi des renseignements qu'on leur communique, mais on ne leur communique pas nécessairement toute l'information. On peut leur en cacher, par exemple.

Senator Seidman: What kind of information are we talking about? When you say it's proprietary, are they corporate secrets? I'm not sure what you mean.

Mr. Wuttke: Some of it could be corporate secrets. Some of it may be confidentiality with respect to the rates they're paying. They don't want other people to know exactly what they're paying you, so they have to keep that in confidence. Another First Nation a few miles away may be negotiating the same agreement. You can't interact with them or share information with them, tell them how much you're getting. So you have no idea whether or not you're getting a fair agreement or a bad agreement until the deal is done.

Later on, after they're actually in operations and compensation is being provided and audited statements are going to the First Nations disclosing how much they receive in royalties, for example, it's only then, at the very end, that people can acquire information on what the arrangements are with other groups. At that time you may determine whether or not you actually have a fair agreement or not.

Senator Seidman: The other recommendation that I'd like you to help me understand is the last one on that page, if you're looking at the same page I'm looking at. It's not numbered so I can't even tell you the number of the pages.

- In order to ensure the integrity of the consultation process and of safety plans, adequate resources should be afforded for First Nations to maintain capacity to engage in fully informed dialogue.

What does "adequate resources" mean?

Mr. Wuttke: At this point, First Nations receive funding mainly from the federal government, or if they have own-source funding. In many cases First Nation communities may lack human capacity to negotiate certain agreements or to look at various, as we say in here, safety plans should something go wrong. There may not be biologists in the community, for instance, to take samples. There may not be chemical engineers who can provide expertise or some advice to First Nations. The capacity they have is limited, and the resources to get that advice from outside sources or from the industry may be impaired as well because they may not have a lot of money with respect to band support. In those cases, they're engaging in some of these activities or negotiations with proponents and they don't have a whole room of advisers that they can rely on, unlike industry or the federal government.

For instance, if Environment Canada could provide expertise on a gratuitous basis to First Nation governments, that would be a step forward. Right now that advice and help does not exist, so First Nations go into these negotiations operating very blindly.

Senator Seidman: So you're talking about experts who could help you figure out what's important?

La sénatrice Seidman : De quel genre de renseignements parlez-vous? Ces renseignements exclusifs sont-ils des secrets d'entreprise? Que voulez-vous dire?

M. Wuttke : Ce serait en partie des secrets d'entreprise. D'autres concernent le montant des indemnités : on ne veut pas que des tiers connaissent les montants exacts qu'on reçoit : ils doivent rester confidentiels. Quelques kilomètres plus loin, une autre nation peut être en train de négocier le même accord. On ne peut pas l'approcher ni lui communiquer de renseignements, lui dire ce qu'on obtient. Personne ne sait s'il signe un accord équitable ou non. Il le saura après.

Plus tard, après la mise en exploitation et le versement des indemnités, après la réception, par les Premières Nations, des déclarations vérifiées dans lesquelles sont divulgués les montants des redevances, par exemple, ce n'est qu'à ce moment-là, à la toute fin, qu'on peut connaître les modalités des accords avec d'autres groupes. C'est à ce moment-là qu'on peut déterminer si l'accord est bon ou mauvais.

La sénatrice Seidman : Je voudrais que vous m'aidiez à comprendre l'autre recommandation, la dernière sur cette page, qui n'est pas numérotée :

- pour assurer l'intégrité de la consultation et des plans de sécurité, il faudrait consentir des ressources suffisantes aux Premières Nations pour qu'elles demeurent capables de s'engager dans un dialogue où on joue cartes sur table.

Que voulez-vous par « ressources suffisantes »?

M. Wuttke : Actuellement, les Premières Nations sont financées surtout par le gouvernement fédéral ou si elles ont leurs propres sources de financement... Dans de nombreux cas, leurs communautés peuvent ne pas disposer d'assez de ressources humaines pour négocier certains accords ou examiner divers plans de sécurité, comme c'est dit ici, en cas de pépin. Elles n'ont peut-être pas de biologistes, par exemple, pour prélever des échantillons ni d'ingénieurs chimistes pour les conseiller. Leurs capacités sont limitées, comme les ressources pour obtenir les conseils de spécialistes de l'extérieur ou de l'industrie, vu le peu d'argent qu'elles reçoivent pour subvenir aux besoins de la bande. Elles s'engagent alors dans ces activités ou ces négociations avec des promoteurs sans pouvoir compter sur une équipe complète de conseillers, contrairement à l'industrie ou au gouvernement fédéral.

Quel immense progrès ce serait, par exemple, si Environnement Canada communiquait gratuitement des avis ou des conseils aux autorités des Premières Nations! Actuellement, cette aide n'existe pas. Les Premières Nations s'engagent donc dans ces négociations à l'aveuglette.

La sénatrice Seidman : Vous parlez donc de spécialistes qui pourraient vous aider à déterminer ce qui est important?

Mr. Wuttke: Exactly. You may get some information from a proponent and sometimes you have to take that at face value because you have no expertise to actually test the theories or the presumptions that the proponent is offering or suggesting. They may be erroneous calculations or their findings may not be very compelling, but a First Nation wouldn't know that unless they were able to hire experts to assess what's being proposed, the impacts and make recommendations. Basically they have no way of testing the science.

Senator Seidman: Thank you very much. That has been very helpful.

The Chair: I have a few questions with regard to the sharing of information. In my experience in the province I come from, most First Nations actually want the confidentiality held. They don't want the company to go out and actually tell everyone else what they're getting, the other First Nations. That's what I'm used to. It's quite common to hear First Nations say, "You've struck this deal with us, but that's between us. That's not for anyone else to know." So companies are held to that.

Is that what you're familiar with in Alberta? I can't imagine it's much different.

Mr. Alexis: Thank you very much, Mr. Chair. Good question. I'm glad that you asked it because if you look at a pipeline that's going to go across the country, you will find that negotiations take place with every individual nation, as you suggested, and every one of them has a closed-door agreement in the IBA, and some are better than others.

At the same time, those negotiations take place behind closed doors because there is no specific policy or act that says this is how you shall negotiate with every nation across this specific pipeline, so every one of them becomes a negotiation case by case, nation by nation. Oftentimes the company also wants it that way; it's not just the First Nation. But if we had something finite in place, saying that this is how we should be dealing with this, I think it would help everyone.

The Chair: So what you're saying is that the federal government should create a law that says every First Nation shall be treated exactly the same if a pipeline is going across the country. Do you actually believe that that would be accepted by all First Nations where that pipeline would cross?

Mr. Alexis: Not necessarily, but I think it would be a good place to start thinking about this. For example, there have been discussions about pipelines going east. If you do that you'll go over many provincial boundaries, municipalities and, of course, First Nation ancestral lands. The question is how you want to deal with it as you progress across the lands. If you had a systematic, clear policy or act in place that addresses this, it might serve everyone better.

M. Wuttke : Exactement. Le promoteur peut communiquer des renseignements, et, parfois, il faut le croire sur parole, faute des compétences voulues pour vérifier ses théories ou les hypothèses qu'il offre ou qu'il suggère. Ses calculs peuvent être erronés; ses conclusions, peu convaincantes, mais comment le savoir à moins d'embaucher des spécialistes qui évalueront les propositions et leurs répercussions et qui feront des recommandations? Essentiellement, les Premières Nations ne disposent d'aucun moyen pour vérifier les faits.

La sénatrice Seidman : Merci beaucoup. Tous ces renseignements ont été utiles.

Le président : J'ai des questions à poser sur la communication des renseignements. D'après mon expérience, dans la province d'où je viens, la plupart des Premières Nations tiennent au maintien de leur confidentialité. Habituellement, à ce que je sache, elles ne veulent pas que les autres apprennent de la compagnie ce qu'elles ont obtenu. Elles diront que cela « doit rester entre nous ». Les compagnies sont tenues de respecter cette exigence.

À votre connaissance, est-ce la même chose en Alberta? D'après moi, cela ne peut pas être très différent.

M. Alexis : Merci beaucoup, monsieur le président. C'est une excellente question. Je suis heureux que vous l'ayez posée, parce que, dans le cas d'un pipeline qui traversera le pays, vous constaterez que les négociations se font avec chaque nation, comme vous l'avez laissé entendre, et chacune d'elles a conclu une entente à huis clos dans le cadre de l'entente sur les répercussions et les avantages. Certaines de ces ententes sont meilleures que les autres.

Dans le même temps, les négociations ont lieu à huis clos, faute d'une loi ou d'une politique qui imposerait les modalités des négociations avec chaque nation dont le territoire est traversé par ce pipeline. C'est donc une négociation au cas par cas, avec chaque nation séparément. Souvent, la compagnie tient à ce que cela se passe ainsi, pas seulement la nation. Mais si une règle était en vigueur pour prescrire les modalités des négociations, je pense que ce serait utile à tous.

Le président : D'après vous, donc, le gouvernement fédéral devrait promulguer une loi obligeant à traiter chaque nation exactement comme les autres, dans le cas d'un pipeline qui traverserait le pays. Croyez-vous vraiment que toutes les nations concernées l'accepteraient?

M. Alexis : Pas nécessairement, mais je pense que cela constituerait un bon point de départ pour une réflexion à ce sujet. Par exemple, des discussions ont eu lieu sur les pipelines en direction de l'est. Dans ce cas, ils traverseront de nombreuses provinces, municipalités et, bien sûr, terres ancestrales des Premières Nations. On peut se demander comment on s'y prendra à mesure qu'on franchira ces divers territoires. Une politique ou une loi claire et sans exception qui y répondrait pourrait être utile à tous.

The Chair: I appreciate that and will take that advice. That would be something that your group maybe, with representatives across Canada, would have to start working with all First Nations to actually accomplish.

The other question I have is with regard to the spills you've given us here, the Rainbow Lake pipeline in your notes. Are they provincial or NEB responsibility?

Mr. Alexis: Thank you for asking that question. It's an interesting one because the NEB has jurisdiction across Canada if they're going to go from province to territory to territory. Provincially, yes, there's a responsibility for provinces to deal with spills internally but, at the same time, some of these pipelines feed into a bigger pipeline. Then there's also an issue relative to NRTA across the Western provinces, which has not been dealt with either. So at what point, in which jurisdiction and whose authority do we actually work with? That remains a question because the NRTA, for example, is unfinished business.

The Chair: The National Energy Board is responsible for those pipelines that cross borders internationally or across Canada, so that's their responsibility. It maybe gets more difficult.

When you talked about developing legislation, I appreciate that you talk about input into the legislation. This piece of legislation would and will, if there's a pipeline built from the absolute East Coast to the West Coast, affect a lot of First Nations across the country. Where would the federal government go to negotiate or consult about how the legislation should be drafted? Who would be that overseeing group for all of those different First Nations that would be affected in the whole country? They're all individual, and rightfully so. I think many of them have their own ideas about what should happen.

The difficulty I see is that when you try to work out legislation, who do you go to and say, "This is the group that is going to represent everybody," and then everybody's happy and in touch with how you negotiate that?

Mr. Alexis: I'll perhaps answer in part and then I'll turn to Stuart.

The way business is conducted in First Nations is nation by nation, you are correct. However, First Nations come together at annual general assemblies of the Assembly of First Nations, and from there the chiefs — much like governments — debate resolutions. Once an AFN resolution is passed, it is basically a marching order to continue advocating and lobbying for the best interests of the parties. It's not a perfect system, but usually that's how it works.

In other places such as Alberta, if you are coming through the Treaty 6 territory, for example, you would be negotiating with the Treaty 6 chiefs. As you can see now, if you go into another

Le président : Je comprends. Je prendrai note de ce conseil. Peut-être que votre groupe, avec des représentants partout au Canada, devrait commencer à y travailler avec toutes les Premières Nations pour concrétiser cette idée.

Mon autre question concerne les déversements dont vous nous avez parlé, le pipeline du lac Rainbow, dans vos notes. Ces accidents sont-ils du ressort de la province ou de l'Office national de l'énergie?

M. Alexis : Merci pour la question. Elle est intéressante, parce que les compétences de l'office s'étendent à l'ensemble du territoire canadien si les pipelines sont destinés à traverser plusieurs provinces et territoires. Quant à la province, effectivement, elle doit s'occuper des déversements sur son territoire, mais, en même temps, certaines de ces conduites en alimentent de plus grosses. Ensuite, il y a aussi la question, pour toutes les provinces de l'Ouest, de la Loi concernant le transfert des ressources naturelles, dont on ne s'est pas occupé. Alors, actuellement, avec quelles provinces et quelle autorité collaborons-nous? La question reste posée, parce que cette loi, par exemple, reste une affaire non réglée.

Le président : L'Office national de l'énergie est chargé des pipelines qui traversent les frontières internationales ou les frontières intérieures du Canada. Ces pipelines relèvent donc de lui. Cela risque de créer plus de difficultés.

Quand vous avez parlé de rédiger une loi, j'ai compris que vous parliez de participer à sa rédaction. Cette loi, si un pipeline était construit entre l'Atlantique et le Pacifique, toucherait beaucoup de nos Premières Nations. À qui le gouvernement fédéral devrait-il s'adresser ou avec qui devrait-il négocier les modalités de rédaction de cette loi? Quel groupe superviserait toutes nos Premières Nations touchées? Elles constituent autant de parties individuelles, et c'est tout à fait légitime. Je pense que beaucoup d'entre elles ont leur petite idée sur ce qui devrait se produire.

La difficulté que je perçois dans l'élaboration d'une loi, c'est de désigner tel groupe pour représenter toutes les parties sans vexer personne et en les ayant toutes sur la même longueur d'onde sur la conduite des négociations. Qui est-ce que ce sera?

M. Alexis : Je laisserai à Stewart le soin de compléter ma réponse.

Chez les Premières Nations, les affaires se traitent nation par nation. Vous avez raison. Cependant, les Premières Nations se réunissent en assemblée générale annuelle, et les chefs, un peu à la manière des gouvernements, y débattent des résolutions. Une fois une résolution de l'Assemblée des Premières Nations adoptée, c'est essentiellement ce qu'il faut continuer de préconiser et ce sur quoi il faut exercer des pressions dans l'intérêt des parties. Le système n'est pas parfait, mais c'est habituellement ainsi que cela se passe.

Ailleurs, comme en Alberta, pour traverser le territoire visé par le Traité n° 6, par exemple, il faudrait négocier avec les chefs compétents. Comme vous pouvez maintenant le voir, dans une

province — for example, Saskatchewan — you might be dealing with Treaty 4 or another numbered treaty. Or if you come to northern British Columbia, you would be dealing with a modern day treaty of the Nisga'a.

Mr. Wuttke: The only thing I would add is that the paradigm we exist in now is really a creation of the federal government. When you look at the 636 First Nations across Canada, they are essentially bands that were set up under the Indian Act. That is really a federal creation, so the federal government created the band system for whatever purposes. Unfortunately, that's the system we have to operate within. When it deals with consultation issues now, in the 21st century, those are the rights holders that the federal government is going to have to negotiate with.

In the past, obviously First Nations had much larger collectives or aggregate governments, whether it's the Ojibway people or the Iroquois Confederacy or the Cree Nation, for instance. They were larger groups, but that traditional governance system has been largely replaced by the Indian Act.

Some First Nations are going back to rebuilding some of their nations, such as the Nisga'a. A number of the bands got together and created a self-governing body, so you do see reunification of a lot of nations taking place.

In all fairness, I know it's a daunting task to consult with all of these First Nations, but the federal government created that system, and unfortunately they're stuck with it and now have to live with it.

The Chair: I come from northeastern British Columbia. I can't speak for the First Nations, but I know the seven First Nations there would never say that the AFN or some other group represents them. Never. At least that has not been my experience in the many years I have worked with them.

So it would be quite a challenge to actually deal with all 600 nations to develop a piece of legislation. I think all of us know the length of time it would take to get something like that done while we're waiting to try and rectify some things that aren't working right.

Thank you very much for those answers.

Senator Massicotte: I'm not very experienced in your affairs, so I wanted to understand a little more. When I read your presentation as well as the more generic one we received, there is a disappointment. There is nearly anger with how you have been treated by the NEB and with the lack of consultation by the federal government.

Let me be more specific, and you can educate me on this. Let's say there is a pipeline going through your territory. From what I read in the press, the pipeline companies and the governments are very much respecting your rights to those lands and are seeking your approval. From what I've read so far, nobody has

autre province, par exemple la Saskatchewan, le traité applicable pourrait être le Traité n° 4 ou un autre traité à numéro. Ou, en Colombie-Britannique, vous pourriez devoir tenir compte d'un traité de l'ère moderne, comme celui avec les Nisga'a.

M. Wuttke : Je voudrais seulement ajouter que notre situation actuelle, c'est vraiment le gouvernement fédéral qui l'a créée. Les 636 Premières Nations du Canada sont essentiellement des bandes créées conformément à la Loi sur les Indiens. Ce sont vraiment des créatures du gouvernement fédéral, qui a créé ce système pour une raison quelconque. Malheureusement, c'est dans ce système que nous devons fonctionner. En ce qui concerne les problèmes actuels de consultation, au XXI^e siècle, voilà les titulaires de droits avec qui le gouvernement devra négocier.

Dans le passé, de toute évidence, les Premières Nations possédaient des gouvernements ou étaient des confédérations d'une taille beaucoup plus importante, par exemple le peuple ojibway ou la Confédération iroquoise ou, encore, la nation crie. C'étaient des groupes importants, mais ce système traditionnel de gouvernance a été en grande partie remplacé par la Loi sur les Indiens.

Certaines Premières Nations se reconstruisent, par exemple, les Nisga'a. Un certain nombre de bandes se sont rassemblées et ont créé un organe autonome de gouvernement. Beaucoup de nations ont donc entrepris un processus de réunification.

En toute justice, je sais que c'est une tâche rebutante que de consulter toutes ces nations, mais nous sommes pris avec ce système créé par le gouvernement fédéral.

Le président : Je viens du nord-est de la Colombie-Britannique. Je ne peux pas parler pour les Premières Nations, mais je sais que les sept de cette région ne voudraient jamais que l'Assemblée des Premières Nations ou un autre groupe les représente. Jamais. Cela n'est du moins pas arrivé pendant les nombreuses années que j'ai travaillées avec elles.

Ce serait donc tout un défi à relever que de négocier avec les 600 nations pour élaborer une loi. Je pense que nous avons tous une idée du temps que cela prendrait pendant qu'on attend de corriger un système bancal.

Merci beaucoup pour vos réponses.

Le sénateur Massicotte : Comme je n'ai pas tellement l'expérience des questions qui vous occupent, j'ai besoin d'un peu mieux comprendre. À la lecture de votre exposé et du mémoire plus général que nous avons reçu, je sens de la déception, presque de la colère à cause du traitement que vous a fait subir l'Office national de l'énergie et de l'absence de consultations par le gouvernement fédéral.

Permettez-moi d'être plus précis, et vous pourrez m'éclairer. Supposons qu'un pipeline traverse votre territoire. D'après les journaux, les promoteurs et les gouvernements respectent beaucoup vos droits sur ces terres et ils cherchent à obtenir votre autorisation. D'après ce que je lis, jusqu'à maintenant,

superseded your authority to say, “I don’t care if you don’t agree; here’s what’s going to happen.” There seems to be a lot of authority being delegated to seek your approval. Is that the case?

If that is the case, where companies are trying to reach an agreement with you, obviously you then have all the negotiating power to have in the agreement some of the points you have raised today relative to your rights. That’s part of contractual negotiations. What am I missing? Or is that not the right picture?

Mr. Wuttke: I can answer your question. Really, when you’re dealing with lack of consultation — I know that efforts have been made to date to seek First Nations’ permission for resource development. Not too long ago that wasn’t the case, and that’s largely as a result of Supreme Court rulings. A number of projects in the past were developed, such as hydroelectric projects in various areas across Canada, where there was no consultation. They just built them and there was significant damage to First Nations ecosystems, but now we have a process where an effort is being made.

We always hear on the other hand, though, for instance, what is called for in the United Nations Declaration on the Rights of Indigenous Peoples regarding resource development and projects that happen on traditional lands. The federal government has stated consistently that First Nations do not have a veto right on any projects. That provides a signal to many First Nation communities that if they don’t actually negotiate an agreement through this approval-seeking process that you mentioned, there is always, in the end, the threat or the possibility that the federal government may still build a project or authorize the construction of a pipeline despite First Nations’ opposition to it.

I think it is fair to say there are efforts being made to accommodate First Nations’ interests. Do they go far enough? That’s debatable, but in the end, I think in reality the federal government could still authorize various permits and ignore First Nation wishes.

Senator Massicotte: Given what I know from previous witnesses, that’s certainly the position of the federal government. With regard to their interpretation of your rights — in other words, the need and obligation to consult — I heard some of your people say that “consult” means you must have an agreement. I think the federal government says they will consult, consult, consult, but the way they interpret the Supreme Court judgment is that they have the right in the end to decide if they actually did consult, sincerely so. I’m not a constitutional lawyer. You are disappointed you don’t have that federal veto right, but that’s the law of the land as they define it.

If that is the case, then, when I read your points and your issues — for instance, going over the lands with a tractor and so on — most of these things can be negotiated in a contractual agreement as, to use the comparison, farmers do relative to their lands. There

personne n’a bafoué votre autorité en disant que votre opinion ne comptait pas, que les choses allaient se passer comme il l’entendait. Il semble qu’on délègue beaucoup d’autorité pour obtenir votre autorisation. Est-ce vrai?

Si les promoteurs essaient de s’entendre avec vous, c’est vous qui avez tout le pouvoir de négociation pour obtenir, dans l’accord, la satisfaction de certaines revendications de vos droits que vous avez mentionnés aujourd’hui. Cela fait partie de la négociation d’un contrat. Alors, qu’est-ce qui m’échappe? Ou bien, n’est-ce pas la vérité?

M. Wuttke : Je peux répondre à votre question. Quand, vraiment, il y a absence de consultation... Je reconnais les efforts faits jusqu’ici pour obtenir l’autorisation des Premières Nations pour la mise en valeur des ressources. Ils sont assez récents et nous en sommes redevables en grande partie aux jugements de la Cour suprême. Dans le passé, on a réalisé un certain nombre de projets, comme des barrages hydroélectriques, dans diverses régions du Canada, sans faire de consultations. On s’est contenté de les construire en causant des dégâts considérables dans les écosystèmes où vivaient les Premières Nations, mais, désormais, un mécanisme est en place qu’on s’efforce de respecter.

D’autre part, on entend toujours parler, par exemple, des exigences de la Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones concernant la mise en valeur des ressources et des projets réalisés sur les terres traditionnelles. Le gouvernement fédéral a toujours affirmé que les Premières Nations n’ont aucun droit de veto sur la réalisation d’un projet. Pour beaucoup de leurs communautés, cela signifie que si elles ne négocient pas un accord par ce processus pour obtenir leur autorisation dont vous avez parlé, il subsiste toujours, en fin de compte, la menace ou la possibilité que le gouvernement fédéral réalise le projet ou le pipeline, malgré leur opposition.

Je pense qu’il est juste de dire qu’on fait des efforts pour ménager les intérêts des Premières Nations. Sont-ils suffisants? On pourrait en discuter, mais, en fin de compte, je pense que, en réalité, le gouvernement fédéral pourrait encore délivrer divers permis et ne pas se soucier des souhaits des Premières Nations.

Le sénateur Massicotte : Sachant ce qu’ont dit des témoins antérieurs, c’est certainement la position fédérale. En ce qui concerne l’interprétation de vos droits — autrement dit la nécessité et l’obligation de consulter —, j’ai entendu des Autochtones dire que « consulter » signifiait l’obligation de conclure une entente. Je pense que le gouvernement fédéral dit qu’il consultera tant qu’il faudra, mais son interprétation du jugement de la Cour suprême lui donne, à son avis, le droit, à la fin, de décider si les consultations qu’il a faites étaient sincères. Je ne suis pas avocat en droit constitutionnel. Vous êtes déçus de ne pas avoir ce droit de veto fédéral, mais c’est la loi du pays tel qu’on la définit.

Si c’est le cas, alors, quand je lis vos arguments et l’énoncé de vos problèmes — par exemple circuler en tracteur sur les terres et ainsi de suite —, la plupart de ces revendications sont négociables dans un cadre contractuel, comme, pour utiliser la comparaison,

is a generic agreement, but a lot of stuff can be resolved in your direct negotiations. It's very difficult to have an act of Parliament cover all the angles and all your interests, so I strongly encourage you to get these things out front when you are negotiating these deals. Do you have any comments?

Mr. Wuttke: The only thing I would say is when you talk about lands, you have to be conscious of which lands you're talking about. If you're talking about reserve lands, First Nations have certain obligations and rights.

When you look at more of the traditional territories that are covered under the treaties, some of which may not be reserve lands but are still being used for traditional purposes, such as harvesting and fishing, those types of activities become more of a grey area for a number of people, so you may not have the actual authority to control what happens on your lands in those cases. There may be more resistance by other individuals.

The only thing in a contract, while the relationship is good and things operate very well and people are more accommodating, there may be issues that pop up in the future that for now you may be able to drive your tractors over pipeline lands. But the relationship could sour and they could always point back to the legislation and say, "The legislation says you're prohibited from doing this," in which case you come up with a legislative regime. That puts a First Nation in a position they may not necessarily like to be in or should be in.

Senator Massicotte: Point well taken.

The Chair: I have no more questioners on the list.

Thank you to both gentlemen for coming and presenting your thoughts. We appreciate it very much. We will take what you have said into account as we deal with this bill.

(The committee continued in camera.)

OTTAWA, Thursday, June 4, 2015

The Standing Senate Committee on Energy, the Environment and Natural Resources, to which was referred Bill C-46, An Act to amend the National Energy Board Act and the Canada Oil and Gas Operations Act, met this day at 8:02 a.m. to give consideration to the bill.

Senator Richard Neufeld (*Chair*) in the chair.

[*English*]

The Chair: Welcome to this meeting of the Standing Senate Committee on Energy, the Environment and Natural Resources. My name is Richard Neufeld. I represent the province of British Columbia in the Senate, and I am chair of this committee.

le font les agriculteurs pour leurs terres. Il existe un accord générique, mais on peut résoudre beaucoup de problèmes par des négociations directes. Il est très difficile pour une loi du Parlement de prévoir toutes les possibilités et de satisfaire tous vos intérêts. Je vous encourage donc à régler d'abord ces différends quand vous négociez ces accords. Avez-vous des observations?

M. Wuttke : J'ajouterai seulement que, lorsque vous parlez des terres, vous devez savoir de quelles terres il est question. Pour les terres des réserves, les Premières Nations ont certaines obligations et certains droits.

Quant aux territoires traditionnels, visés par les traités, certains ne sont pas des terres des réserves, mais ils continuent d'être utilisés pour des activités traditionnelles comme la cueillette et la pêche, et ces activités constituent davantage une zone grise pour certains. Il se peut donc que personne ne possède l'autorité pour contrôler ce qui arrive sur ces terres, dans ces cas-là. D'autres pourraient opposer plus de résistance.

Seulement, dans un contrat, tant que les relations sont bonnes, qu'il n'y a pas d'incidents et que les parties sont très souples, les problèmes susceptibles de survenir n'empêchent pas, pour le moment, la circulation en tracteur sur l'emprise du pipeline. Mais les relations pourraient se dégrader, et on pourrait faire remarquer que la loi interdit de le faire. Vous proposez une loi. Cela place une nation dans une position peut-être désagréable ou dans laquelle elle ne devrait pas se trouver.

Le sénateur Massicotte : D'accord, je le concède.

Le président : Il ne reste plus de questions sur la liste.

Je vous remercie tous les deux, messieurs, d'avoir répondu à notre invitation et d'avoir livré le fruit de vos réflexions. Nous vous en sommes très reconnaissants. Nous tiendrons compte de votre témoignage dans notre étude de ce projet de loi.

(La séance se poursuit à huis clos.)

OTTAWA, le jeudi 4 juin 2015

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, auquel a été renvoyé le projet de loi C-46, Loi modifiant la Loi sur l'Office national de l'énergie et la Loi sur les opérations pétrolières au Canada, se réunit aujourd'hui, à 8 h 2, pour examiner le projet de loi.

Le sénateur Richard Neufeld (*président*) occupe le fauteuil.

[*Traduction*]

Le président : Je vous souhaite la bienvenue à cette séance du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles. Je m'appelle Richard Neufeld. Je représente la province de la Colombie-Britannique au Sénat et je suis président du comité.

I would like to welcome honourable senators, any members of the public with us in the room, and viewers all across the country who are watching on television. As a reminder to those watching, these committee hearings are open to the public and also available via webcast on the sen.parl.gc.ca website. You may also find more information on the schedule of witnesses on the website, under "Senate Committees."

I would now ask senators around the table to introduce themselves, and I will begin by introducing our deputy chair, Senator Paul Massicotte from Quebec.

Senator Massicotte: Good morning.

Senator Sibbeston: Nick Sibbeston from the Northwest Territories.

Senator MacDonald: Michael MacDonald from Nova Scotia.

Senator Patterson: Dennis Patterson, Nunavut.

Senator Boisvenu: Pierre-Hugues Boisvenu from Quebec.

Senator Seidman: Judith Seidman from Montreal, Quebec.

The Chair: I'd also like to introduce our staff, beginning with the clerk, on my left, Lynn Gordon, and our two Library of Parliament analysts, Sam Banks and Marc LeBlanc.

Bill C-46, An Act to amend the National Energy Board Act and the Canada Oil and Gas Operations Act, was amended in the House of Commons and passed on third reading on May 6, 2015. The bill was read a first time in the Senate on May 7, 2015, and referred to our committee on May 14.

Today, it gives me great pleasure to welcome the minister responsible for the legislation, the Honourable Greg Rickford, P.C., M.P., Minister of Natural Resources. The minister is joined today by Jeff Labonté, Director General, Energy Safety and Security Branch, Energy Sector, Natural Resources Canada.

Minister Rickford, I believe you have some remarks, and then we'll go to questions. The floor is yours, sir.

Hon. Greg Rickford, P.C., M.P., Minister of Natural Resources: I do have some prepared remarks, colleagues, but I have to say it gives me great pleasure to be here today to speak specifically to a piece of legislation. As is often the case when we come to committees, particularly on the other side, there are discussions around Main Estimates and supplementaries. You don't often get a chance to speak directly to a piece of legislation and have a fruitful discussion on it.

Je souhaite la bienvenue aux honorables sénateurs, ainsi qu'aux membres du public sur place et aux téléspectateurs qui nous regardent à la télévision d'un bout à l'autre du pays. Je rappelle à ceux qui nous regardent que les séances du comité sont ouvertes au public et diffusées sur le Web à l'adresse sen.parl.gc.ca. Vous pouvez également obtenir de plus amples renseignements sur les témoins prévus à l'horaire sur notre site web sous « Comités du Sénat ».

Je vais maintenant demander aux sénateurs de se présenter; je vais commencer par notre vice-président, le sénateur Paul Massicotte, du Québec.

Le sénateur Massicotte : Bonjour.

Le sénateur Sibbeston : Nick Sibbeston, des Territoires du Nord-Ouest.

Le sénateur MacDonald : Michael MacDonald, de la Nouvelle-Écosse.

Le sénateur Patterson : Dennis Patterson, Nunavut.

Le sénateur Boisvenu : Pierre-Hugues Boisvenu, du Québec.

La sénatrice Seidman : Judith Seidman, de Montréal, au Québec.

Le président : J'aimerais également présenter notre personnel. Nous avons à ma gauche la greffière, Lynn Gordon, de même que nos deux analystes de la Bibliothèque du Parlement, Sam Banks et Marc LeBlanc.

Le projet de loi C-46, Loi modifiant la Loi sur l'Office national de l'énergie et la Loi sur les opérations pétrolières au Canada, a été modifié à la Chambre des communes et adopté en troisième lecture le 6 mai 2015. Le projet de loi a franchi l'étape de la première lecture au Sénat le 7 mai 2015 et a été renvoyé à notre comité le 14 mai.

Aujourd'hui, j'ai le grand plaisir d'accueillir le ministre responsable de ce projet de loi, l'honorable Greg Rickford, C.P., député, ministre des Ressources naturelles. Le ministre est accompagné aujourd'hui de Jeff Labonté, directeur général de la Direction de la sûreté énergétique et de la sécurité, au Secteur de l'énergie, à Ressources naturelles Canada.

Monsieur Rickford, je crois que vous avez préparé une allocution, après quoi nous tiendrons une période de questions. La parole est à vous, monsieur.

L'honorable Greg Rickford, C.P., député, ministre des Ressources naturelles : J'ai effectivement préparé des notes d'allocution, chers collègues, mais je dois dire que c'est pour moi un grand plaisir d'être ici aujourd'hui pour vous parler d'un projet de loi. Bien souvent, quand nous comparaissons devant les comités, particulièrement ceux de l'autre chambre, c'est pour discuter du Budget principal des dépenses et des Budgets supplémentaires des dépenses. Nous n'avons pas souvent la chance de venir nous exprimer directement sur un projet de loi et d'avoir une discussion fructueuse.

In this particular case, there's a lot to celebrate. I may repeat these remarks, but for the benefit of the wide audience nationally that may be watching this and, as well, for the benefit of the senators here today, I think the highlights of this piece of legislation really are that we're building on an extraordinary record of pipeline safety in Canada when you consider that with more than 72,000 kilometres of federally regulated pipeline in Canada, we have a 99.999 per cent safety record. So this brings us to this important piece of legislation and, I think, a collective desire by all of us, rather impressively, as parliamentarians, to build on that safety record in the exercise of building public confidence around energy infrastructure.

It's an opportunity to be here today and talk about a very important piece of legislation that obviously, as pipelines go, has attracted the attention of North Americans in the recent past.

Certainly, for our part, the government recognizes the importance of safe energy infrastructure, which is why we've taken strong actions in the areas of prevention, preparedness and response, and liability and compensation.

Between 2008 and 2013, as I said earlier, 99.999 per cent of all of the oil and petroleum product transported through federally regulated pipelines in Canada arrived safely. That's a remarkable accomplishment.

Allow me to take a few minutes to address the importance of safe energy infrastructure in Canada before I speak to the specifics of this legislation. The first is global energy security.

[*Translation*]

As recent geopolitical events have made clear, energy is now at the forefront of economic and global security. As we have seen, that has left some of our friends and allies particularly vulnerable to the whims of unreliable and irresponsible energy producers. One only needs to look at Ukraine for an example of this.

We have a responsibility to step up as a secure, reliable and responsible producer and supplier of energy. Over the past decade, Canada's oil exports have grown by 81 per cent. That is almost 1.3 million barrels per day. And our exports are continuously reaching new global markets. Since 2013, Canada has been shipping significant amounts of oil into eight new markets — from Spain and Ireland to Chile and Hong Kong. In Italy, Canada's crude oil exports grew from \$230 million to \$1.5 billion in 2014.

Dans ce cas-ci, il y a vraiment de quoi célébrer. Je vais peut-être me répéter, mais pour l'information du vaste public national qui nous regarde peut-être ce matin, de même que pour les sénateurs qui sont ici aujourd'hui, je mentionne que le grand fait saillant de ce projet de loi est vraiment que nous sommes en train de nous bâtir une réputation extraordinaire en matière de sûreté des pipelines au Canada, puisque les plus de 72 000 kilomètres de pipelines assujettis à la réglementation fédérale au Canada affichent un taux de sûreté de 99,999 p. 100. Cela nous mène à ce projet de loi important, et à notre volonté à tous, les parlementaires, ce qui est assez impressionnant, de maintenir ce bilan de sécurité afin de bâtir la confiance du public à l'égard de l'infrastructure énergétique.

C'est pour moi une occasion en or que d'être ici aujourd'hui pour venir vous parler de ce projet de loi très important qui bien sûr, capte beaucoup l'attention des Nord-Américains depuis quelque temps, pour ce qui est de pipelines.

Je peux vous assurer que notre gouvernement reconnaît l'importance de disposer d'une infrastructure énergétique sécuritaire. C'est pourquoi nous avons pris des mesures énergiques dans les domaines de la prévention, de la préparation et de l'intervention, de la responsabilité et de l'indemnisation.

Entre 2008 et 2013, comme je l'avais déjà dit, 99,999 p. 100 du pétrole et des produits pétroliers transportés par des pipelines assujettis à la réglementation fédérale canadienne ont atteint leur destination en toute sécurité. C'est un accomplissement remarquable.

Permettez-moi de prendre quelques minutes pour parler de l'importance de disposer d'une infrastructure énergétique sécuritaire au Canada avant de parler des détails de cette loi. Le premier élément est la sûreté énergétique mondiale.

[*Français*]

Comme il est devenu manifeste à la suite des récents événements géopolitiques, l'énergie est maintenant au premier plan de la sûreté économique et mondiale. En conséquence, comme nous l'avons vu, certains de nos amis et alliés sont particulièrement vulnérables aux caprices des producteurs d'énergie irresponsables et peu fiables. Le cas de l'Ukraine en est un exemple.

Notre pays a la responsabilité de participer au dossier en tant que producteur et fournisseur d'énergie sécuritaire, fiable et responsable. Au cours des 10 dernières années, les exportations de pétrole du Canada ont augmenté de 81 p. 100, ce qui représente près de 1,3 million de barils par jour. Nos exportations atteignent continuellement les marchés mondiaux. Depuis 2013, le Canada exporte des quantités de pétrole considérables vers huit nouveaux marchés — de l'Espagne à l'Irlande, au Chili et à Hong Kong. En 2014, les exportations de pétrole brut du Canada vers l'Italie sont passées d'une valeur de 230 millions de dollars à 1,5 milliard de dollars.

And we expect these exports to continue to rise as a result of the decision of the European Parliament to treat Canadian crudes the same as other sources.

[English]

Energy market diversification: Nearly all Canadian exports are destined for the United States. In light of this, growing oil and gas production in the United States makes it clear that Canada needs to diversify our energy markets.

Furthermore, global demand for oil and gas is only going to increase, despite the recent volatility in prices. In fact, according to the International Energy Agency, demand for energy around the world will increase by one third by 2040, and 74 per cent of this demand will still be met through fossil fuels.

Countries such as China, India and other emerging nations are fuelling this thirst for energy, but even developed countries, like those in the European Union, are eager to diversify both the types of energy they use and who supplies it to them.

We have a chance to contribute to global energy security while creating jobs, growth and economic prosperity for all Canadians.

Now let's shift to pipeline safety, more particularly. This legislation, colleagues, is the next step in the continued process of strengthening Canada's pipeline safety system. The bill fulfills our commitment in the Speech from the Throne to enshrine the polluter pays principle into law. It will deliver on our pledge to enhance efforts to ensure that we have world-class energy infrastructure, ensuring the safety of Canadians and protecting the environment.

The proposed pipeline safety act, simply put, builds on Canada's already impressive safety record to ensure that we maintain a world-class safety system, and there are elements of this that I would put forward to you that are world-leading.

That's why this legislation mirrors the approach that we've taken with marine, rail and offshore safety. In fact, I would submit nuclear as well. Our approach is built on three key pillars: incident prevention, preparedness and response, liability and compensation. Let's break that down.

Prevention: Our government understands that responsible resource development demands that we take every precaution to prevent incidents from occurring. We have proposed amendments to the National Energy Board Act to further improve the transparency and operation of the board. Bill C-46 also builds on previous improvements over the past two years, including

Nous nous attendons à ce que ces exportations continuent d'augmenter à la suite de la décision prise par le Parlement européen de traiter les pétroles bruts canadiens de la même manière que les autres sources.

[Traduction]

Diversification du marché de l'énergie : presque toutes les exportations canadiennes sont destinées aux États-Unis. Compte tenu de ce fait et de la croissance de la production de pétrole et de gaz aux États-Unis, il est clair que le Canada doit diversifier ses marchés énergétiques.

De plus, la demande mondiale de pétrole et de gaz ne fera qu'augmenter — en dépit de la récente volatilité des prix. En fait, selon l'Agence internationale de l'énergie, la demande d'énergie partout dans le monde augmentera du tiers d'ici 2040, et 74 p. 100 de cette demande continuera d'être satisfaite au moyen de combustibles fossiles.

Des pays comme la Chine, l'Inde et d'autres pays émergents alimentent cette soif d'énergie, mais même les pays développés — comme ceux de l'Union européenne — sont intéressés à diversifier à la fois les types d'énergie qu'ils utilisent et leurs sources d'approvisionnement.

Nous avons la chance de contribuer à la sûreté énergétique mondiale tout en créant des emplois et en favorisant la croissance économique et la prospérité à long terme de tous les Canadiens.

Prenons maintenant le thème de la sûreté des pipelines, plus précisément. Chers collègues, cette loi est la prochaine étape du processus continu de renforcement du système de sûreté des pipelines du Canada. Ce projet de loi nous permet de respecter l'engagement pris dans le discours du Trône à enchâsser le principe du pollueur-payeur dans la loi et de tenir notre promesse de renforcer les efforts visant à faire en sorte que nous ayons une infrastructure énergétique de classe mondiale qui assurera la sécurité des Canadiens et protégera l'environnement.

En termes simples, la Loi sur la sûreté des pipelines fait fond sur les antécédents du Canada en matière de sûreté, qui sont déjà impressionnants, pour faire en sorte de maintenir un système sécuritaire de calibre mondial, et je vais vous présenter les éléments de ce système qui sont de calibre mondial.

C'est pourquoi ce projet de loi reflète l'approche que nous avons adoptée en matière de sécurité maritime, ferroviaire et extracôtière. En fait, j'ajouterais également le volet nucléaire. Notre approche repose sur trois piliers clés, soit la prévention des incidents, l'état de préparation et les interventions, puis la responsabilité et l'indemnisation. Regardons-y de plus près.

La prévention. Notre gouvernement comprend que l'exploitation des ressources de façon responsable exige que nous prenions toutes les précautions possibles pour éviter que des incidents ne se produisent. Nous avons proposé des modifications à la Loi sur l'Office national de l'énergie, en vue d'améliorer la transparence et le fonctionnement de l'office. Le projet de

increased annual inspections and audits by the board, as well as new authority for the board to levy administrative monetary penalties.

This new legislation also adds to current preventive measures by providing greater clarity, particularly when the board's permission is required before the ground near pipelines is disturbed. This is important to help prevent potentially life-threatening accidents or damage to both property and the environment.

Of course, prevention also depends heavily on the design and construction of our pipelines. That's why I recently asked the National Energy Board to provide guidance on the use of best available technologies in pipeline projects. This includes materials, construction methods and emergency-response techniques.

Next is preparedness and response.

[Translation]

Second, the pipeline safety act would ensure a robust response in the event of an accident. It does so by requiring pipeline operators to have a minimum level of financial resources and to keep a portion of these resources readily accessible for rapid response. This bill allows the National Energy Board to take control of an incident response or clean-up. This is essential for those exceptional circumstances where a pipeline company is unable or unwilling to do so.

[English]

Liability and compensation: As I mentioned earlier, this legislation enshrines the polluter pays principle into law. We fundamentally believe that polluters, not Canadian taxpayers, should be held financially responsible for any cost associated with an incident.

For all pipelines, we have added "absolute" or no-fault liability for major pipeline companies. The amount is \$1 billion. Such liability requires the company to clean up, remediate and respond to an incident regardless, I repeat, regardless of who caused the incident. In instances where companies are proven at fault, the liability limit remains unlimited.

The pipeline safety act will also require polluters to compensate for damages to the environment, and this includes after a pipeline has been abandoned.

In conclusion, colleagues, we can position Canadians to succeed not just for a year or even a decade, but for generations, by creating and protecting jobs through the

loi C-46 s'appuie également sur les améliorations réalisées au cours des deux dernières années, notamment l'augmentation du nombre d'inspections et de vérifications réalisées par l'office, ainsi que l'octroi à l'office du pouvoir d'imposer des sanctions administratives financières.

Ce nouveau projet de loi renforce également les mesures préventives en apportant plus de précisions — en particulier pour ce qui est de savoir quand l'autorisation de l'office est requise avant que le sol entourant les pipelines soit remué. Ces mesures sont importantes pour prévenir les accidents susceptibles de mettre la vie en péril ou les dommages matériels et environnementaux.

Bien sûr, la prévention est fortement tributaire de la conception et de la construction de nos pipelines. C'est pourquoi, récemment, j'ai demandé à l'Office national de l'énergie de fournir des orientations au sujet de l'utilisation des meilleures technologies disponibles pour les projets de pipelines. Cela comprend les matériaux, les méthodes de construction et les techniques d'intervention d'urgence.

Le volet suivant est l'état de préparation et l'intervention.

[Français]

Deuxièmement, la Loi sur la sûreté des pipelines garantirait une intervention énergétique en cas d'incident. À cette fin, elle exige que les exploitants de pipelines disposent d'un minimum de ressources financières et qu'ils tiennent ces ressources à disposition aux fins d'une intervention rapide. Ce projet de loi permet à l'Office national de l'énergie de prendre en charge l'intervention ou le nettoyage en cas d'incident. Ces mesures sont essentielles pour les circonstances exceptionnelles où une société pipelinrière ne serait pas en mesure de s'en charger ou refuserait de le faire.

[Traduction]

La responsabilité et l'indemnisation. Comme je l'ai mentionné plus tôt, ce projet de loi inscrit dans la loi le principe du pollueur-payeur. Nous avons la conviction fondamentale que les pollueurs — et non les contribuables canadiens — doivent être tenus responsables des coûts liés à un incident.

Pour tous les pipelines, nous avons ajouté une responsabilité absolue ou responsabilité sans faute pour les grandes sociétés pipelinrières. Elle est d'un milliard de dollars. Cette responsabilité exige que l'entreprise assume les tâches de nettoyage, de restauration et d'intervention liées à un incident, peu importe qui en est la cause, et j'insiste sur ce dernier élément : peu importe qui en est la cause. Dans les cas où les sociétés sont réellement en faute, la responsabilité demeure illimitée.

La Loi sur la sûreté des pipelines exige également que les pollueurs versent une indemnisation en cas de préjudice environnemental, même après qu'un pipeline ait été abandonné.

En conclusion, chers collègues, nous pouvons placer les Canadiens dans une position qui leur permettra de réussir, pas seulement pendant un an ni même une décennie, mais pour des

responsible development of our resources. This pipeline safety act is another important way for us to do it, which is to fully embrace and engage the exercise of building public confidence around our energy infrastructure.

My name is Greg Rickford. I'm the member of Parliament for the great Kenora riding. It's a privilege and an honour to serve my constituents and in my capacity as the Minister of Natural Resources to serve and account to you to. Thank you for this opportunity.

The Chair: Thank you very much minister. I appreciate those remarks. I will go to questions and begin with the deputy chair, Senator Massicotte.

[Translation]

Senator Massicotte: Mr. Rickford, thank you for accepting the invitation to appear before our committee. This is a very important discussion. To be honest, your program, objectives and bill have a lot of merit to them. I don't have many objections. I just have a few technical questions.

I think that there is a more important issue here, perhaps of a more macroeconomic nature. In your presentation, you talked about our country's potential in terms of natural resources. Canadians are highly educated, and we have very promising economic potential going forward. However, as you noted, we are dependent on the United States when it comes to natural resources, and our labour market depends heavily on the international market.

However, to achieve these objectives, we have to find ways to build new infrastructure, pipelines in this case, to access those markets. If we consider the political or environmental movement over the past five or ten years, we see that there is a great deal of resistance, and we have many obstacles to overcome. I must say that I sometimes get discouraged when I think that the trend is against us, and I am very worried that our country may not reach its full potential in terms of the environment.

Yesterday, Mr. Mulroney made a speech before the Quebec Bar to share the same concerns. Without strong, without national leadership, we cannot do this. We have to play a leadership role to make this a priority for Canadians. Am I being too pessimistic? Are there things I do not understand? In 20 years, will it be said that we missed an amazing opportunity? Will our country become, like many others, very ordinary?

[English]

Mr. Rickford: Thank you for that question, senator. We could spend a lot of time talking about this.

générations à venir, en créant et en protégeant des emplois grâce à l'exploitation responsable de nos ressources. La Loi sur la sûreté des pipelines est un autre moyen important d'y parvenir, en nous engageant à fond pour gagner la confiance du public sur la sûreté de notre infrastructure énergétique.

Je m'appelle Greg Rickford. Je suis député de la merveilleuse circonscription de Kenora. C'est pour moi un privilège et un honneur de servir mes électeurs, et en mon titre de ministre des Ressources naturelles, de vous servir et de vous rendre des comptes. Je vous remercie de m'offrir cette tribune.

Le président : Merci infiniment, monsieur le ministre. J'apprécie votre allocution. Je vais maintenant prendre des questions et commencer par le vice-président, le sénateur Massicotte.

[Français]

Le sénateur Massicotte : Je vous remercie, monsieur Rickford, d'avoir accepté notre invitation à comparaître devant notre comité. Il s'agit d'une discussion très importante. Pour être bien franc, votre programme, vos objectifs ainsi que votre projet de loi ont beaucoup de mérite. Je n'ai pas beaucoup d'objections. J'ai plutôt quelques questions techniques.

Je considère qu'il y a un sujet plus important, peut-être plus macro-économique. Dans votre exposé, vous avez fait référence aux potentialités de notre pays en matière de ressources naturelles. Nous avons une population très éduquée et nous avons des potentialités économiques très favorables pour l'avenir. Toutefois, comme vous l'avez noté, au chapitre des ressources naturelles, nous sommes tributaires des États-Unis, et le marché de l'emploi dépend beaucoup du marché international.

Cependant, pour atteindre ces objectifs, il faut trouver les moyens de construire de nouvelles infrastructures, dans ce cas-ci des pipelines pour accéder à ces marchés. Lorsqu'on regarde le mouvement politique ou environnemental depuis cinq ou dix ans, il y a beaucoup de résistance, et nous devons surmonter bon nombre d'obstacles pour y arriver. Je dois dire que, parfois, cela me décourage de penser que la tendance joue contre nous, et je crains beaucoup que notre pays n'atteigne pas son plein potentiel sur le plan environnemental.

M. Mulroney a prononcé un discours, hier, devant le Barreau du Québec pour faire part de ces mêmes préoccupations. Or, sans impulsion forte, voire nationale, on n'y arrive pas. Il faudrait que nous jouions un rôle d'impulsion pour cela devienne une priorité pour les Canadiens et les Canadiennes. Suis-je trop pessimiste? Y a-t-il des points que je ne comprends pas? Dira-t-on, dans 20 ans, qu'on aura manqué une occasion extraordinaire? Est-ce que notre pays deviendra, comme bien d'autres, très ordinaire?

[Traduction]

M. Rickford : Je vous remercie de cette question, sénateur. Nous pourrions en discuter longtemps.

I have taken the opportunity to speak around the world, but more heartily with the private sector here in Canada, with my provincial counterparts and, importantly, in the United States on this very topic.

I'm not sure how many people come from a solid business background here, but having one customer isn't a great business idea. I think that we've learned in the recent past that when there are political conditions with our neighbor, the United States, there may be challenges with respect to our product.

While we appreciate moving our energy products, we know that demand will continue to increase, but to say that market diversification is a priority is probably an understatement; it's an imperative.

I've talked about a medium-term window that Canada has to move forward with its provincial counterparts and with industry to meet a demand that politically and economically is being asked for. I was in the Pacific Basin in Japan and in China. I have had discussions with my European counterparts in the G7. Subsequent to that, senator, I can tell you there is a demand not just for our products, so oil and gas, but also to have a relationship with a country that has solid economic fundamentals in place: balancing budgets; low tax environment for businesses to thrive; but also in the context of energy security, which has now been elevated at the G7 level as one of the most important discussion points as compared to any foreign affairs matter.

So right back here at home that means building energy infrastructure. However, that can't be done where and if it was to, at all, compromise the health and safety of Canadians and/or their communities.

I believe that this piece of legislation manifestly takes us a step further in assuring that notwithstanding our record of pipeline safety for federally regulated pipelines, there will be no compromises on the safety elements of it, the standards, as I talked about — prevention, preparedness and response.

I would add that the pipeline safety act makes considerations for community-level participation, particularly with First Nations, and, furthermore, takes us a long way, I believe, in a liability and compensation regime that stands with the best of them anywhere in the world. In fact, elements of the liability and compensation regime are world class.

Those have to be in place before this can advance. I feel confident, senator, that within the medium-term there will be major pipeline infrastructure in place, but it certainly speaks to the importance of this piece of legislation to ensure Canadians that there are no compromises on the safety side in advancing our energy infrastructure projects.

J'ai l'occasion d'en parler partout dans le monde, mais c'est surtout un plaisir pour moi que d'en discuter avec le secteur privé canadien, avec mes homologues des provinces et surtout, avec les États-Unis.

Je ne sais pas combien d'entre vous avez une solide expérience du monde des affaires, mais ce n'est pas une très bonne idée que de n'avoir qu'un seul client. Je crois que nous avons appris ces dernières années que quand certaines conditions politiques sont réunies chez notre voisin américain, il peut être difficile de vendre notre produit.

Non seulement nous reconnaissons l'importance de pouvoir transporter nos produits énergétiques, mais nous savons que la demande va continuer d'augmenter, et c'est probablement un euphémisme que de dire que la diversification du marché est une priorité : c'est un impératif.

J'ai parlé des objectifs que doit viser le Canada à moyen terme avec ses homologues des provinces et les gens de l'industrie pour répondre à la demande politique et économique. Je suis allé dernièrement dans le bassin du Pacifique, au Japon et en Chine. J'ai eu des discussions avec mes homologues européens du G7. Je peux donc vous dire, sénateur, qu'il y a une demande non seulement pour nos produits, le pétrole et le gaz, mais également pour l'établissement d'une relation avec un pays aux assises économiques solides, c'est-à-dire qui a des budgets équilibrés et un faible taux d'imposition des entreprises propice à la croissance, surtout dans le contexte de la quête de la sécurité énergétique, qui est l'un des principaux sujets de discussion au G7 en ce moment.

Ici, chez nous, cela signifie de bâtir notre infrastructure énergétique. Cependant, cela ne peut absolument pas se faire au détriment de la santé et de la sécurité des Canadiens et de leurs communautés.

Je pense que ce projet de loi nous permet manifestement de faire un pas de plus pour veiller à ce que le Canada ne fasse aucun compromis en matière de sécurité, grâce aux normes dont j'ai parlé — la prévention, l'état de préparation et les interventions — malgré le bilan déjà remarquable des pipelines assujettis à la réglementation fédérale en matière de sécurité.

J'ajouterais que la Loi sur la sûreté des pipelines prévoit des mesures pour assurer la participation citoyenne, particulièrement celle des Premières Nations, et qu'elle nous fait avancer beaucoup vers un régime de responsabilité et d'indemnisation parmi les meilleurs au monde. En fait, les éléments de ce régime n'ont d'égal dans le monde.

Toutes ces mesures devront être mises en place avant que nous ne puissions aller plus loin. J'ai confiance, sénateur, que nous arriverons à mettre en place une grande infrastructure de pipelines à moyen terme, ce qui témoigne assurément de l'importance de ce projet de loi pour garantir aux Canadiens que nous ne ferons aucun compromis en matière de sécurité dans la gestion de nos projets d'infrastructure énergétique.

Finally, as you know, a couple of major projects have been before the NEB. This is an arm's-length organization. I can't speak to the ones specifically that are before the NEB. But I can tell you that we've made decisions where conditions have been placed on major pipelines, and the expectation is that those conditions would be met, in many instances, before shovels even go in the ground on that pipeline infrastructure.

Senator Massicotte: How do we get the First Nations on side, which is more political than legal? I guess some would say legal. How do we get them on side so that we can proceed in haste?

Mr. Rickford: Respectfully, senator, I actually believe we have more on side than not. If you take a look at the Northern Gateway, a significant majority of First Nations had signed impact and benefit agreements and business agreements with the proponent or the company to advance it.

There are many instances where First Nations, in particular in British Columbia, are actively involved, not just directly, in the business of pipelines, but also in the potential for all of the induced economic opportunities and jobs that come with it.

I feel very strongly, as somebody who has spent a lifetime living and working in First Nations communities across Canada, particularly in my own region but also in British Columbia, that when it comes to things like pipeline safety and marine safety, this is one of the first places that we should be fully engaged.

On marine safety, having lived on the northern B.C. coast, I have seen firsthand the tremendous contributions they make. So I know that when a young First Nations person feels integrally involved in the environmental assessment process and in the National Energy Board's processes — that we have increased resources to for this kind of participation — when we build pieces of legislation like this that demand their involvement or necessitate their involvement, those young people will be able to say, even to their own leaders, "My job, the one that pays me, is to monitor a segment of pipeline for its safety for the benefit of my community and to provide for my family." It's that level of participation that is the proxy for success on the ground.

We have, in Alberta in particular, examples of success. I think we need to build on that, and I think there is a great opportunity.

I have made it my business — and I know the time is probably up, Mr. Chair — with respect to, say, the major project management in British Columbia, in Vancouver. We have had tremendous success in engaging First Nations communities on a number of key aspects that I think open up the discussion on how

Enfin, comme vous le savez, quelques grands projets ont été soumis à l'ONE. C'est un organisme indépendant. Je ne peux pas vous parler des projets qu'il étudie actuellement, mais je peux vous dire que nous avons décidé d'imposer des conditions aux grandes sociétés pipelières et que nous nous attendons à ce qu'elles les respectent, pour la majorité, avant toute pelletée de terre autour de l'infrastructure pipelière.

Le sénateur Massicotte : Comment pouvons-nous obtenir l'appui des Premières Nations, une question plus politique que juridique? Je suppose que certains diraient que c'est une question juridique. Comment pouvons-nous les inclure de manière à pouvoir avancer rapidement?

M. Rickford : Avec tout mon respect, sénateur, je crois qu'il y a plus de Premières Nations qui nous appuient qu'il y en a qui s'opposent à nos projets. Prenons l'exemple de Northern Gateway, une grande majorité des Premières Nations avait signé des ententes sur les répercussions et les avantages et des accords commerciaux avec le promoteur ou l'entreprise pour permettre au projet d'avancer.

Il arrive souvent, particulièrement en Colombie-Britannique, que les Premières Nations participent activement aux activités liées aux pipelines, qu'elles ne soient pas juste directement touchées, mais qu'elles profitent de tous les débouchés économiques et emplois qui viennent avec ce genre de projet.

Je crois fermement, pour avoir passé toute ma vie à travailler avec les Premières Nations du Canada et à vivre avec elles, particulièrement dans ma région mais aussi en Colombie-Britannique, que dès qu'il s'agit de sûreté des pipelines et de sécurité maritime, ce devrait être l'une des toutes premières choses sur lesquelles concentrer nos énergies.

Pour ce qui est de la sécurité maritime, j'ai vécu longtemps sur la côte nord de la Colombie-Britannique, et j'ai pu y constater de mes yeux leur contribution remarquable. Je sais donc que quand un jeune Autochtone a l'impression d'être un participant à part entière au processus d'évaluation environnementale et aux mécanismes de l'Office national de l'énergie — et nous avons augmenté le financement pour favoriser leur participation —, quand nous créons des lois comme celle-ci qui nécessitent leur participation, ces jeunes peuvent dire, même à leurs propres chefs, que leur emploi, celui qui les paie, consiste à surveiller un segment du pipeline du point de vue de la sécurité, que c'est à l'avantage de sa communauté et que cela lui permet de subvenir aux besoins de sa famille. C'est le genre de participation essentielle à la réussite sur le terrain.

Nous avons des exemples de succès, en Alberta en particulier. Je pense qu'il faut nous en inspirer et que nous avons une occasion en or à saisir.

J'ai très à cœur la gestion des grands projets en Colombie-Britannique, à Vancouver, et j'en fais mon affaire, monsieur le président. Je sais que je n'ai probablement plus de temps. Nous avons eu beaucoup de succès dans nos efforts pour stimuler la participation des groupes autochtones à de nombreux égards, et je

we can best advance energy infrastructure for their economic benefit and their full participation in the environmental and aggregate impacts of energy infrastructure development.

Senator Mitchell: Thank you, minister, for taking the time to be with us.

The premise really underlying, in one sense, this piece of legislation is building credibility, which leads to social licence so that the public will allow us to build pipelines. My feeling is that, with climate change, the pressure is building. We need to use the money we're making from energy now to develop a different kind of renewable, at least partly renewable, energy future.

But there is another way to build on this initiative to build social licence, and that's being promoted now by Steve Williams, CEO of Suncor, the largest oil company in Canada, who is calling for a carbon tax. What is your response to Mr. Williams?

Mr. Rickford: Pointedly, we don't agree or accept that a federally applied carbon tax is something that we think is a solution for some of the opportunities that you've talked about.

Furthermore, senator, respectfully, I share your view on the growth potential for renewables. I just returned from Mexico, where we talked in the context of the western hemisphere. Even our counterparts in the United States would love to double their energy supply as a function of renewables, and it still wouldn't be as good as Canada's.

The Americas farther south look to Canada as a leader, and in fact around the world, Canada has the second fastest growing clean energy market in the world. So I share your view.

I would add finally, senator, that I don't use the word "social licence." I have listened closely, for example, at the Quadrennial Energy Review that the United States performed right here in Canada. We heard from academic experts and people in the industry. This is a matter, for me, and from what I heard from them, of building public confidence. Some folks perhaps, such as yourself, may use "social licence," but I believe it has another legal dimension to it and a political dimension. It may be difficult to understand, for the average Canadian, what we're trying to achieve here. They ask that if energy infrastructure is going to be advanced, that it's going to be safe, that there are mechanisms in place by law for prevention, preparedness and response in the rare instances, certainly for federally regulated pipelines, where there has been an accident, and that if one occurs, liability and compensation are at the forefront in two important regards: one, they're world class; and, two, they demand that the polluter pays.

pense que cela ouvre la discussion sur la façon dont nous pouvons développer notre infrastructure énergétique de façon économiquement avantageuse pour eux et de manière à obtenir leur pleine participation à l'évaluation des effets environnementaux et globaux de la construction de l'infrastructure énergétique.

Le sénateur Mitchell : Merci de prendre le temps de venir nous rencontrer, monsieur le ministre.

D'une certaine façon, ce projet de loi se fonde sur la prémisse qu'il faut bâtir notre crédibilité pour obtenir l'acceptabilité sociale, pour que le public nous permette de construire des pipelines. Je pense que dans le contexte du changement climatique, la pression augmente. Nous devons utiliser l'argent que nous tirons de l'énergie aujourd'hui pour concevoir un nouvel avenir énergétique renouvelable, à tout le moins en partie.

Il y a toutefois une autre façon de nous appuyer sur cette initiative pour obtenir l'acceptabilité sociale, et c'est l'approche que préconise actuellement Steve Williams, PDG de Suncor, la plus grande société pétrolière au Canada, qui réclame la mise en place d'une taxe sur le carbone. Quelle est votre réponse à M. Williams?

M. Rickford : En réalité, nous ne croyons pas ou n'acceptons pas qu'une taxe fédérale sur le carbone serait la solution pour profiter des possibilités que vous venez de mentionner.

De plus, sénateur, en toute déférence, je partage votre point de vue sur le potentiel de croissance des énergies renouvelables. Je rentre à peine du Mexique, où nous en avons discuté dans le contexte de l'hémisphère occidental. Même nos homologues des États-Unis seraient ravis de doubler leur approvisionnement énergétique de sources renouvelables, mais cela ne leur suffirait même pas pour atteindre un niveau comparable à celui du Canada.

Les pays des Amériques situés plus au sud voient le Canada comme un chef de file des Amériques mais aussi du monde, puisque le Canada a le marché de l'énergie propre qui connaît la croissance la deuxième plus rapide au monde. Donc je partage votre point de vue.

J'ajouterais finalement, sénateur, que je n'utilise pas le terme « acceptabilité sociale ». J'ai suivi avec beaucoup d'attention l'examen énergétique quadriennal que les États-Unis ont effectué ici, au Canada. Nous y avons entendu des universitaires et des gens de l'industrie. Selon moi, et d'après ce qu'ils me disent, il s'agit surtout de gagner la confiance du public. Certaines personnes, comme vous, préfèrent peut-être utiliser le terme « acceptabilité sociale », mais je pense qu'il a une autre dimension juridique et une dimension politique. C'est peut-être difficile à comprendre pour le Canadien moyen, ce que nous essayons d'accomplir ici. Les Canadiens nous demandent, si nous développons notre infrastructure énergétique, de le faire en toute sécurité, de mettre en place des mécanismes inscrits dans la loi pour la prévention, la préparation et l'intervention en de rares cas, à tout le moins en ce qui concerne les pipelines assujettis à la réglementation fédérale, quand il y a un incident, et le cas

Senator Mitchell: Thank you.

Back to pipelines, one the major reasons for failures of pipelines is people who dig where they shouldn't and pop them. In Canada, although that issue is largely a provincial jurisdiction, the NEB is very concerned about it. I'm actually developing legislation right now that would be sort of the counterpart to the Ontario legislation, which is the only jurisdiction that actually has legislation now, that would cover the federal lands and federal NEB pipelines.

What role you have considered or could consider playing in encouraging the other nine provinces and even your own jurisdiction to legislate penalties or requirements for calling or, as it's now becoming, clicking before you dig?

Mr. Rickford: For the national audience that is no doubt watching us right now, the first thing I need to say, Senator Mitchell, is call before you dig. I promised the Gas Association that I would do that at every turn.

There is no question that the ground disturbance provisions affect everyone, whether it's landowners, farmers, companies or individuals. The purpose of the ground disturbance clause is to ensure the safety and security of pipelines by providing clarity on what constitutes ground disturbance near pipelines. Essentially someone needs to say, as I will say again, "Call before you dig."

The depth is specified in line with the depths specified in provincial statutes in British Columbia, Alberta, Saskatchewan and, I believe, Nova Scotia, in the ground disturbance and fisheries acts, if you would like me to comment further on that.

Federally, this is part of the Industry Canada portfolio. It might be worth fleshing out something on that. But not all pipelines operate in areas in Canada where the Fisheries Act applies. So we're hoping to address ground disturbance not just in this piece of legislation, but frankly in the ever more expansive agenda items and importance of the relationship and coordination between the federal government and its pipeline legislation and the provinces. To that end, Senator Mitchell, you have my assurances that later this month we will be looking at those very items, like ground disturbance, with our provincial counterparts.

Senator Mitchell: Thank you and I will send you my legislation.

Mr. Rickford: Thank you. That would be great. I'd love to see it.

échant, pour la responsabilité et l'indemnisation, qui doivent être de calibre mondial et se fonder sur le concept du pollueur-payeur qu'exige le public.

Le sénateur Mitchell : Merci.

Pour revenir aux pipelines, lorsqu'il y a des fuites, c'est le plus souvent parce que des gens creusent des trous là où ils ne le devraient pas et les transpercent. Au Canada, cela relève essentiellement de la compétence des provinces, mais l'ONE se préoccupe aussi beaucoup de la question. Je suis d'ailleurs en train de plancher à un projet de loi qui serait un peu le pendant de la loi ontarienne, qui est actuellement la seule loi provinciale en la matière. Ce projet de loi s'appliquerait à toutes les terres fédérales et aux pipelines relevant de l'ONE fédéral.

Quel rôle envisagez-vous ou pourriez-vous envisager jouer pour inciter les neuf autres provinces, dont la vôtre, à imposer des sanctions ou des exigences législatives pour que toute personne qui souhaite creuser la terre doive appeler ou cliquer quelque part, comme cela se fait de plus en plus, avant de creuser?

M. Rickford : Pour le public canadien qui nous regarde sans aucun doute en ce moment, la première chose que je dois dire, sénateur Mitchell, c'est qu'il faut appeler avant de creuser. J'ai promis aux dirigeants de l'Association du gaz que je le mentionnerais le plus souvent possible.

Il est indéniable que les dispositions sur les perturbations du sol touchent tout le monde : les propriétaires terriens, les agriculteurs, les entreprises comme les simples citoyens. La disposition sur les perturbations du sol vise justement la sûreté des pipelines en établissant clairement ce qui constitue une perturbation du sol près des pipelines. Essentiellement, quelqu'un quelque part doit dire, et je le répète : « Appelez avant de creuser. »

La profondeur établie est conforme aux profondeurs prescrites dans les lois provinciales sur les perturbations du sol de la Colombie-Britannique, de l'Alberta, de la Saskatchewan et, si je ne me trompe pas, de la Nouvelle-Écosse, ainsi que dans les lois sur les pêches, si vous voulez que je vous en parle davantage.

À l'échelle fédérale, cela fait partie du portefeuille d'Industrie Canada. Il pourrait valoir la peine d'étoffer un peu ce que cela signifie. Cela dit, les pipelines au Canada ne passent pas tous par des endroits régis par la Loi sur les pêches. Nous espérons donc que les perturbations du sol ne soient pas que le propre de ce projet de loi, mais qu'on en parle beaucoup plus dans divers contextes, bien honnêtement, qu'on en souligne l'importance et qu'on améliore la coordination à cet égard entre le gouvernement fédéral et les autres provinces. À cette fin, sénateur Mitchell, je peux vous garantir qu'à la fin du mois, nous allons justement discuter de ces sujets, dont les perturbations, avec nos homologues provinciaux.

Le sénateur Mitchell : Merci; je vous ferai parvenir mon projet de loi.

M. Rickford : Merci. Ça serait fantastique. Je serais très heureux de le voir.

Senator Seidman: Thank you very much, minister, for being here.

Ensuring pipeline safety is a complex collaboration among several levels of government, corporations and organizations. We have heard a certain level of concern expressed by the municipalities around their partnership in emergency response planning. Could help us understand this particular aspect, the involvement of municipalities, and their concerns, as you can imagine, in the kinds of issues that they could be involved with?

Mr. Rickford: I would first say, senator, you won't hear me use the word "issues" very often. I'm a glass half-full kind of guy. But, frankly, haven spoken extensively on this subject matter, this is as much about an opportunity as it is an issue. This is an evolving discussion point that's taking place in communities across the country and they're very important. I think when municipalities speak on this issue, it's then a clear signal that they want to be involved in all facets of it. That's what this pipeline legislation serves to do, quite frankly.

In addition to the additional resources to the National Energy Board to accommodate for consultation, I believe that's importantly where a lot of those discussions should take place. The National Energy Board is an arm's-length organization outside of other levels of government that may have a very strong interest in advancing a given pipeline for energy security and/or economic opportunity reasons. It bases its decisions on science and facts, and the people that are most closely impacted by it, positively and/or potentially, with some consequence to the extent that there would be a rare instance of an accident. So that's the first place that it has to occur.

I think what the legislation speaks to and what you have raised is this: Is there a desire to be involved in the decision-making process as to whether energy infrastructure should advance or not, and the recommendations and conditions that they opposed? Northern Gateway was a good example. Two hundred and nine conditions — more than half of them had to be imposed even before a shovel could go into the ground to build that pipeline. That speaks loud and clear that we have listened to community consultations and that we'll make the tough decisions around whether they should advance. They reflect how it implicates dozen of communities and the concerns echoed by the senator early on, particularly the instance of energy infrastructure projects that I would describe as national in scope, and that's not just because they pass over one provincial border, but ones that significantly get us to ports to meet the market diversification. It makes perfect sense that they would be involved in the notion as to whether they should even be considered, how and why they should be considered, and what elements of safety, prevention,

La sénatrice Seidman : Merci beaucoup, monsieur le ministre, d'être ici aujourd'hui.

La sécurité des pipelines nécessite une collaboration complexe entre plusieurs paliers de gouvernement, et organismes et entreprises. Nous avons entendu les municipalités exprimer certaines préoccupations liées à leur partenariat dans le cadre de la planification des interventions d'urgence. Pourriez-vous nous aider à comprendre cet élément particulier, la participation des municipalités et leurs préoccupations, comme vous pouvez l'imaginer, en ce qui concerne les types de problèmes qui pourraient les toucher?

M. Rickford : Tout d'abord, madame la sénatrice, j'aimerais préciser que vous ne m'entendrez pas utiliser le mot « problèmes » très souvent. Je suis plutôt optimiste. Toutefois, bien honnêtement, j'ai abondamment parlé de ce sujet, et il s'agit autant d'une occasion que d'un problème. C'est un point de discussion en évolution dans les collectivités de partout au pays et c'est très important. Je crois que lorsque les municipalités parlent de cet enjeu, elles signifient clairement qu'elles tiennent à participer à tous les volets. Bien honnêtement, c'est la raison d'être du projet de loi sur les pipelines.

En plus des ressources supplémentaires fournies à l'Office national de l'énergie pour organiser des consultations, je crois qu'il est important d'y tenir un grand nombre de ces discussions. En effet, l'Office national de l'énergie est un organisme indépendant d'autres paliers de gouvernement qui ont peut-être un intérêt prononcé à favoriser la progression d'un pipeline précis pour des raisons de sécurité énergétique ou des raisons économiques. Les membres de l'office fondent leurs décisions sur des données scientifiques et sur des faits, et sur les conséquences pour les gens qui seront les plus touchés, positivement ou potentiellement en cas d'accident grave — ce qui est très rare. C'est donc le premier endroit où ces discussions doivent se dérouler.

Je crois que le contenu du projet de loi et les points que vous avez soulevés se résument à la question de savoir s'il y a un désir de participer au processus de prise de décisions liées à la progression de l'infrastructure énergétique, et aux recommandations et aux conditions formulées. Northern Gateway était un bon exemple, avec deux cent neuf conditions — plus de la moitié d'entre elles ont dû être imposées avant même la première pelletée de terre pour la construction du pipeline. Cela démontre clairement que nous avons écouté les consultations menées auprès des collectivités et que nous prendrons les décisions difficiles concernant la progression du projet. Ces décisions reflètent la participation de dizaines de collectivités et les préoccupations que la sénatrice a répétées plus tôt, surtout en ce qui concerne les projets d'infrastructure énergétique de portée nationale, et ce n'est pas seulement parce qu'ils traversent une frontière provinciale, mais aussi parce qu'ils se rendent aux ports pour ouvrir l'accès aux divers marchés. Il est parfaitement logique qu'elles interviennent dans la question de savoir si elles devraient

preparedness and emergency response they can be and would be involved in in the event that those projects actually come to fruition.

Senator Patterson: Thank you for being here with us. I welcome this bill, but I would like you to help by hopefully clearing up, for the record, a concern that was brought to our committee earlier in our hearings on this bill by an assistant professor at the University of Calgary Faculty of Law. It's about the environmental damages provisions for civil liability. Professor Olszynski suggested that they should be simplified and enhanced. As I understand it, proposed section 48.12(1)(c) refers to damages in that category as covering "non-use value." It was recommended to our committee that this category of damages should also include an additional subsection defining environmental damages. We were told that this would not only simplify this section, but correct what the professor said appeared to be an error or an oversight in the current bill to make it consistent with what was in Bill C-22, the Energy Safety and Security Act, which includes loss of use value, as well as loss of non-use value. Could you kindly comment on that please?

Mr. Rickford: There are three pieces to the environmental damages climate change piece to this legislation. They would be compensation for environmental damages; clarity for non-use value damages, which you identified; and then, more broadly speaking, climate change.

On the two that you have raised, namely compensation for environmental damages and clarity for non-use value damages, they kind of weave together at some point. Bill C-46 creates the ability for governments to pursue environmental damages expressed as a non-use value in compensation for loss in the case of a pipeline spill.

The non-use value provisions build from a Supreme Court decision, *British Columbia v. Canadian Forest Products Ltd.* and obviously case law in Canada. So the approach taken in Bill C-46 is consistent with that taken in Bill C-22, which you raised, the Energy and Safety Security Act. More specifically on the clarity for non-use value damages, Bill C-46 creates the ability for governments to pursue, in the case of a pipeline spill, environmental damages expressed as non-use value and compensation for loss. In fact, it lists the categories for recovery, and they would include actual loss or damages, costs and expense incurred in responding to an incident, and loss of non-use value relating to a public resource that is affected by the release.

être considérées, comment et pourquoi elles devraient être considérées, et quels sont les éléments liés à la sécurité, à la prévention, à la planification et aux interventions en cas d'urgence auxquels elles participeraient si ces projets se concrétisent.

Le sénateur Patterson : Merci d'être ici aujourd'hui. Je suis pour le projet de loi, mais j'aimerais que vous nous aidiez à éclaircir, pour le compte rendu, une préoccupation qui a été présentée à notre comité dans nos audiences précédentes sur le projet de loi par un professeur adjoint de la faculté de droit de l'Université de Calgary. Il s'agit des dispositions sur les indemnités liées à la responsabilité civile en matière d'environnement. M. Olszynski a laissé entendre que ces dispositions devraient être simplifiées et améliorées. D'après ce que je comprends, selon l'alinéa 48.12(1)(c) proposé, les indemnités dans cette catégorie couvrent la valeur de non-usage. On a recommandé au comité d'inclure, dans cette catégorie d'indemnités, un alinéa supplémentaire pour définir les dommages à l'environnement. On nous a dit que cela simplifierait non seulement cet alinéa, mais que cela corrigerait également une erreur ou un oubli identifié par le professeur dans le projet de loi actuel, car il n'est pas conforme au projet de loi C-22, Loi sur la sûreté et la sécurité en matière énergétique. En effet, ce dernier vise la perte de la valeur d'usage, ainsi que la perte de la valeur de non-usage. Pourriez-vous formuler des commentaires à cet égard?

M. Rickford : Il y a trois éléments en ce qui concerne l'indemnité liée à l'environnement et au changement climatique du projet de loi. Il y aurait indemnisation pour les dommages à l'environnement, des éclaircissements pour les indemnités liées à la valeur de non-usage, dont vous avez parlé et enfin, de façon plus générale, le changement climatique.

Les deux éléments que vous avez mentionnés, c'est-à-dire l'indemnisation pour les dommages causés à l'environnement et les éclaircissements pour les indemnités liées à la valeur de non-usage, se rejoignent à un certain point. En effet, le projet de loi C-46 donne la capacité aux gouvernements d'exercer des recours en cas de dommages environnementaux exprimés en valeur de non-usage pour l'indemnité pour perte en cas de déversement d'un pipeline.

Les dispositions sur la valeur de non-usage découlent d'une décision de la Cour suprême, *Colombie-Britannique c. Canadian Forest Products Ltd.* et manifestement, de la jurisprudence au Canada. Il s'ensuit que l'approche adoptée dans le projet de loi C-46 correspond à celle adoptée dans le projet de loi C-22 que vous avez mentionné, c'est-à-dire la Loi sur la sûreté et la sécurité en matière énergétique. Plus précisément, en ce qui concerne les éclaircissements sur les indemnités liées à la valeur de non-usage, le projet de loi C-46 accorde aux gouvernements la capacité de demander, dans le cas d'un déversement de pipeline, des indemnités pour dommages à l'environnement exprimés en valeur de non-usage et en indemnités pour perte. En fait, le projet de loi énumère les catégories faisant l'objet d'un recouvrement, et elles comprennent les pertes ou les dommages,

Senator Patterson: That's helpful. We were given an example of damages from a pipeline spill that could affect a wetland. We were told the value of a wetland includes things like water purification, providing habitat for water fowl, and mitigating flood damages to urban centres. Those values, we were told, would not necessarily be captured in the lost income of any of those groups' non-use values. I am wondering if you could comment on that?

Mr. Rickford: I understand that comments were made about loss of value and a number of scenarios were presented. There were lawyers in this room who could create all kinds of different fact patterns, but this is captured under the first category of recovery, actual loss or damages in this particular instance.

In Bill C-46, we will also be able to make claims for loss of non-use value as this refers to public resources. They would include national parks, national symbols, for example, and a species like a polar bear, just to bring context home from your stomping grounds.

The current approach in Bill C-46 would allow, then, the courts to develop a body of precedents in the award for non-use value damages.

Senator Sibbeston: I have two questions. The first is a follow-up to the question that Senator Massicotte asked regarding getting First Nations on board on such major projects as the Northern Gateway Pipeline. Is progress being made, and is the federal government taking initiatives to really work with First Nations to get them on board with respect to a project like the Northern Gateway project?

Secondly, is your department or the federal government in any way looking at alternatives to the Northern Gateway Pipeline going through B.C.? In the Northwest Territories, I know that the territorial government has opened itself to the possibility of transporting oil up the Mackenzie River toward the Beaufort Sea. Is your government looking at that seriously at all, or is that really dependent on industry if it were to arrive at the point where they think it is feasible?

Mr. Rickford: Those were some whopper questions. Thank you. Let me just say a couple of important pieces. It's difficult to stay confined within the timelines with the particular professional passion and background I have with respect to First Nations communities.

The work around energy infrastructure — in fact natural resources more broadly speaking — has been guided by, as you no doubt have an understanding of, the Eyford report. We have embraced many, if not most, of the key recommendations that

les coûts et les dépenses encourus en cas d'accident, et la perte de la valeur de non-usage liée à une ressource publique touchée par le déversement.

Le sénateur Patterson : Cela nous aide. On nous a donné un exemple d'indemnisation en cas de déversement d'un pipeline qui pourrait toucher une terre humide. On nous a dit que la valeur d'une terre humide comprend des éléments comme le fait qu'elle purifie l'eau, qu'elle sert d'habitat aux oiseaux aquatiques et qu'elle atténue les dommages causés aux centres urbains par les inondations. On nous a dit que ces valeurs ne seraient pas nécessairement visées par la perte de revenus liée à la valeur de non-usage de ces groupes. Pourriez-vous formuler des commentaires à cet égard?

M. Rickford : D'après ce que je comprends, des commentaires ont été formulés sur la perte de la valeur et plusieurs scénarios ont été présentés. Il y avait des avocats dans cette pièce qui pouvaient créer toutes sortes de scénarios différents, mais c'est visé dans la première catégorie de recouvrement, c'est-à-dire les pertes et les dommages réels dans cet exemple particulier.

En vertu du projet de loi C-46, nous serons également en mesure d'exercer des recours pour la perte de la valeur de non-usage liée aux ressources publiques. Cela comprend les parcs nationaux, les symboles nationaux, par exemple, et une espèce comme l'ours polaire, pour vous donner un peu de contexte.

L'approche adoptée dans le projet de loi C-46 permettrait ainsi aux tribunaux d'établir une série de précédents concernant l'attribution de dommages-intérêts pour perte de la valeur de non-usage.

Le sénateur Sibbeston : J'ai deux questions. La première fait suite à la question du sénateur Massicotte sur la participation des Premières Nations dans de grands projets tel le pipeline Northern Gateway. A-t-on accompli des progrès à cet égard, et le gouvernement fédéral prend-il des initiatives pour réellement collaborer avec les Premières Nations, afin d'obtenir leur participation dans un projet comme Northern Gateway?

Deuxièmement, votre ministère ou le gouvernement fédéral examine-t-il des solutions de rechange au passage du pipeline Northern Gateway en Colombie-Britannique? Je sais que dans les Territoires du Nord-Ouest, le gouvernement territorial est ouvert à la possibilité de transporter le pétrole sur le fleuve Mackenzie jusqu'à la mer de Beaufort. Votre gouvernement examine-t-il sérieusement la question ou cela dépend-il de l'industrie si les intervenants concluent que c'est possible?

M. Rickford : Ce sont d'énormes questions. Je vous remercie. Permettez-moi d'abord de préciser quelques points importants. Il est difficile de respecter les limites de temps en raison de ma passion professionnelle et de mes antécédents en ce qui concerne les collectivités des Premières Nations.

Les travaux liés à l'infrastructure énergétique — et de façon plus générale, aux ressources naturelles — ont été guidés par le rapport Eyford, comme vous le comprenez sans doute. Nous avons accepté de nombreuses recommandations, sinon toutes les

have arrived from their report. For me personally, it has guided many of the considerations I have made in the design of this legislation and the opportunities that arise out of it. You have this piece of legislation built on key elements that we believe — we've heard from communities First Nation and non-First Nation — that they want to engage and be consulted on, and of course we know the legal obligations around consultation and accommodation. Those are in fact enshrined in the Constitution, and I don't want to go off too much on those.

But in a more pragmatic way, senator, I would have to say, frankly, that we have made robust efforts, particularly in British Columbia and the Northwest Territories, around our major project management offices. These are, effectively, clearing houses that do two important things.

One, they address regulatory questions or concerns and put First Nations communities on a critical pathway to understanding what new legislation or regulations or processes, like environmental assessments, that they can, should and would participate in, including the National Energy Board. They have been a tremendous source of technical information on how to be involved.

Secondly, the major project management office in Vancouver, for example, has addressed a number of other issues that are, shall we say, potentially collateral to or long-standing that have made it very difficult for First Nations communities to focus more on the specific points of a piece of energy infrastructure and/or a project.

For example, Musqueam First Nation has long said that with increased tanker traffic in the lower mainland, they have a desire to protect what is the last of 51 salmon spawning beds in the Vancouver Lower Mainland. You know what, senator? In addition to having spent eight years of my life living and working in First Nations communities across the country, in addition to being a passionate fisherman and having a particular love for the lower mainland, I agree. So the major project management office was a place that Musqueam First Nation could go to get resources for a study that would put into play two important things: one, a plan to look at the research required to support the maintenance of that last spawning bed in the Lower Mainland; and, two, potential for a full partnership between other levels of government, potentially industry and the Musqueam First Nation community, to have a research centre down there.

I want to manage expectations, but I can tell you that if you go down to that small apron of land. They have a magnificent facility that already documents the historical significance of that spawning bed and their traditions. Take a look at other First Nations communities in and around the area who have come to

recommandations principales, qui découlent de ce rapport. Personnellement, le rapport a orienté de nombreux éléments dont j'ai tenu compte dans la conception du projet de loi et les occasions qui ont émergé. Ce projet de loi est bâti sur les éléments principaux auxquels — nous avons entendu les collectivités autochtones et non autochtones — nous croyons que ces collectivités souhaitent participer et pour lesquels elles souhaitent être consultées et, manifestement, nous connaissons les obligations juridiques liées à la consultation et l'accommodation. Elles sont enchâssées dans la Constitution, et je ne veux pas m'en éloigner.

Mais de façon plus pragmatique, sénateur, j'aimerais ajouter qu'honnêtement, nous avons déployé de robustes efforts, surtout en Colombie-Britannique et dans les Territoires du Nord-Ouest, dans nos Bureaux de gestion des grands projets. Ce sont des centres de ressources qui accomplissent deux choses importantes.

Tout d'abord, ils répondent aux questions et aux préoccupations fréquemment soulevées et aident les collectivités des Premières Nations à comprendre les nouveaux projets de loi, les nouveaux règlements ou les nouveaux processus — par exemple les évaluations environnementales — auxquels elles peuvent et devraient participer, notamment l'Office national de l'énergie. Cet organisme a représenté une extraordinaire source d'information technique sur la façon de participer.

Deuxièmement, le Bureau de gestion des grands projets de Vancouver, par exemple, s'est occupé de plusieurs autres enjeux qui sont potentiellement concomitants ou de longue date et qui compliquent la tâche aux collectivités des Premières Nations lorsqu'il s'agit de se concentrer sur des points précis d'une infrastructure ou d'un projet énergétique.

Par exemple, la Première Nation Musqueam soutient depuis longtemps qu'en raison de l'augmentation du trafic de pétroliers dans les basses terres continentales, elle souhaite protéger la dernière des 51 frayères à saumon du Lower Mainland de Vancouver. Vous savez quoi, sénateur? En plus d'avoir passé huit ans de ma vie à vivre et à travailler dans les collectivités des Premières Nations de partout au pays, et en plus d'être un pêcheur passionné et d'avoir un intérêt particulier pour les basses terres continentales, je suis d'accord. Le Bureau de gestion des grands projets était donc un endroit où les membres de la Première Nation Musqueam pouvaient s'adresser pour obtenir des ressources en vue d'une étude qui ferait intervenir deux éléments importants. Tout d'abord, un plan pour examiner les recherches nécessaires pour appuyer l'entretien de la dernière frayère dans le Lower Mainland et, deuxièmement, le potentiel d'établissement d'un partenariat entre d'autres paliers de gouvernement, potentiellement l'industrie et la communauté de la Première nation Musqueam, afin d'établir un centre de recherche là-bas.

Je veux gérer les attentes, mais je peux vous dire que si vous allez visiter ce petit coin de terre, ils ont des installations magnifiques qui documentent déjà l'importance historique de cette frayère et de leurs traditions. Vous verrez d'autres membres des communautés des Premières Nations de la région qui sont

the major project management office, including Carrier tribal council in the Interior, for fish habitat restoration. We're addressing some long-standing issues that have been at least contentious and that go to some of the things they want to protect before they involve fully and completely or engage questions and or processes around energy infrastructure. We think that, in the simplest of terms, this is helping to clear out all of the other matters that will provide them with a better opportunity to engage comprehensive environmental assessment processes and/or things like the National Energy Board because they can talk more pointedly about specific pipelines, knowing full well that we've addressed fish habitat restoration in the Carrier area or that we have worked lockstep with them to protect the spawning bed in the Lower Mainland, particularly with respect to the Musqueam First Nation.

I'm not sure if there were any other questions. I think there was a third point you had there, and I forget because I just get off on a tangent.

Senator Sibbeston: The other point was the Northwest Territories.

Mr. Rickford: Oh, yes.

It would be difficult for me to comment or speculate on new pipelines. I can assure you, senator, that right now we're plenty busy with the proposed pipelines, ones that are obviously before the National Energy Board and/or for which we have decided and accepted recommendations on pipelines proposed, new and/or expanded. Certainly if the economic opportunity presents itself and there are other levels of government and the private sector that have ideas about new pipelines, they're welcome to develop those and put them before the National Energy Board.

The only thing that I can say, bringing us back to this piece of legislation, is that no pipeline project or energy infrastructure can or will advance if it is seen to compromise the health and safety and/or communities here in Canada.

Senator Sibbeston: Are you aware of any activity or attempt to get First Nations involved in a pipeline like the Northern Gateway, such as equity or ownership, so that if a pipeline eventually goes, the First Nations people of our country will have a business interest in the pipeline?

Mr. Rickford: There are a number of examples of where this is occurring. As I said earlier, with respect to Northern Gateway, the good news is that more than 26 First Nations communities, if I'm not mistaken, have entered into different kinds of agreements, ranging from IBAs — I'm not aware of the specific details of what's contained in there. But on the Alberta side, I know there are examples of different kinds of participation in the business aspects of pipeline development for the medium- and long-term

venues au Bureau de gestion des grands projets, notamment le conseil tribal Carrier des terres intérieures, pour restaurer l'habitat du poisson. Nous traitons des enjeux de longue date qui sont au moins litigieux et qui sont liés à certains des éléments qu'ils souhaitent protéger avant de participer pleinement au projet ou de lancer des questions ou des processus liés à l'infrastructure énergétique. En termes simples, nous pensons que cela aide à régler toutes les autres questions, et ils auront ainsi une meilleure occasion de participer à des processus d'évaluation environnementale complets ou à des initiatives comme l'Office national de l'énergie, car ils peuvent parler plus précisément des pipelines, en sachant très bien que nous avons réglé le problème de la restauration de l'habitat du poisson dans la région Carrier ou que nous avons collaboré étroitement avec eux pour protéger la frayère dans le Lower Mainland, surtout en ce qui concerne la Première Nation Musqueam.

Je ne sais pas si vous aviez d'autres questions. Je crois que vous avez mentionné un troisième point, et je ne m'en souviens plus, car je me suis un peu écarté du sujet.

Le sénateur Sibbeston : L'autre point concernait les Territoires du Nord-Ouest.

M. Rickford : Oh, oui.

Il m'est difficile de faire des commentaires ou des prévisions sur de nouveaux pipelines. Je peux vous assurer, sénateur, qu'en ce moment, nous sommes très occupés avec les pipelines proposés, c'est-à-dire les propositions qui ont été présentées à l'Office national de l'énergie ou celles pour lesquelles nous avons pris une décision ou accepté des recommandations, qu'il s'agisse de nouveaux pipelines ou d'anciens pipelines qui seront rallongés. Si une occasion économique se présente, et que d'autres paliers de gouvernement et le secteur privé ont des idées de nouveaux pipelines, nous les encourageons certainement à approfondir ces idées et à les présenter à l'Office national de l'énergie.

La seule chose que je peux dire, et cela nous ramène au projet de loi, c'est qu'aucun projet de pipeline ou d'infrastructure énergétique ne peut progresser ou ne progressera si on juge qu'il compromet la santé et la sécurité des collectivités du Canada.

Le sénateur Sibbeston : Savez-vous si on a mené des activités ou des tentatives pour obtenir la participation des Premières Nations dans un projet de pipeline comme celui de Northern Gateway, par exemple en ce qui concerne les capitaux ou la propriété, afin que dans le cas de la construction d'un pipeline, les peuples des Premières Nations de notre pays aient des intérêts commerciaux dans ce projet?

M. Rickford : Il y a plusieurs exemples d'endroits où cette situation se produit. Comme je l'ai dit plus tôt, la bonne nouvelle en ce qui concerne le projet Northern Gateway, c'est que plus de 26 collectivités des Premières Nations, si je ne me trompe pas, ont participé à différents types d'ententes, par exemple des ERA — mais je ne connais pas les détails de leur contenu. Toutefois, je sais que l'Alberta a des exemples de différents types de participation au volet commercial du développement des pipelines pour la

success and benefit of First Nations communities. Obviously you can appreciate that the federal government isn't directly involved in the business aspects of this.

I will say that it has been a challenge for First Nations to raise capital to be able to participate in these projects. There are programs, both in the mining sector and forest sector, that I think have helped to develop that, but I think I will park that with the private sector's desire. If they want these pipelines built, the business relationship with First Nations communities is another dimension. I'm concerned about pipeline safety, and that's why we're here today.

Senator Ringuette: We heard from both the industry representatives and from the trade unions that there seems to be an issue with regard to retaining expertise at the National Energy Board. It seems to be a concern, and probably rightly so, that once an engineer or a particular expertise has been at the National Energy Board for a few years, the level of salary in comparison to what is paid in the industry is lacking. So therefore they're leaving the energy board. It seems to be a concern up to the point where the industry indicated that they would welcome, if need be, an increase in their levies in order to compensate and make sure that the level of expertise was there at the National Energy Board. How do you respond to that?

Mr. Rickford: There are a number of items in that question that are worth addressing.

My starting point would be this: The public servant benefit packages and wages, particularly in the context of the National Energy Board, I believe are competitive. There are other advantages for being involved in that. There are people who are in industry, at various stages of their career, who take up opportunities in regulatory boards, particularly provincial and federal, to get a greater understanding of how regulatory frameworks affect the job they had and the one they intend to go to, somewhere down the line, with respect to energy and energy infrastructure development. I'm not a career planner, but I can tell you the National Energy Board is a pretty important place for a lot of professionals stop in and work so that they can better understand the regulatory framework and how the law interfaces with the development of energy infrastructure. There are a number of competitive advantages on the human resource side that justify working for an organization like the National Energy Board.

Now moving on to the financial side, which is making the National Energy Board an arm's-length organization that can be competitive for the people who are in its employ and have the tools and powers of effect and enforcement. This was something we addressed significantly a couple of years ago in strengthening pipeline safety by enhancing the NEB funding to the tune of some \$13.5 million over two years. This was focused on increasing the

réussite et le bénéfice à moyen et à long terme des collectivités des Premières Nations. Vous pouvez manifestement comprendre que le gouvernement fédéral ne participe pas directement aux volets commerciaux de ces projets.

J'aimerais préciser que les Premières Nations ont fait face au défi de devoir réunir les capitaux nécessaires pour être en mesure de participer à ces projets. Les secteurs minier et forestier offrent des programmes qui, à mon avis, ont aidé à développer ce volet, mais je crois que je vais laisser cela au désir du secteur privé. Si le secteur privé souhaite que ce pipeline soit construit, la relation d'affaires avec les Premières Nations est une autre dimension. Je suis préoccupé au sujet de la sécurité des pipelines, et c'est la raison pour laquelle nous sommes ici aujourd'hui.

La sénatrice Ringuette : Les représentants de l'industrie et ceux des syndicats nous ont dit qu'il semble y avoir un problème en ce qui concerne le maintien de l'expertise à l'Office national de l'énergie. On semble craindre — et cette crainte est probablement justifiée — qu'après quelques années à l'Office national de l'énergie, le niveau de salaire d'un ingénieur ou d'un expert soit moins élevé que celui offert dans l'industrie. Il s'ensuit que ces experts quittent l'Office national de l'énergie. Il semble que ce soit une préoccupation dans la mesure où les intervenants de l'industrie ont indiqué qu'ils accepteraient, si nécessaire, une augmentation de leurs redevances, afin de compenser cette situation et pour veiller à ce que le niveau d'expertise demeure stable à l'Office national de l'énergie. Avez-vous des commentaires à cet égard?

M. Rickford : Il y a plusieurs points dans cette question qui méritent d'être traités.

Tout d'abord, à mon avis, le salaire et les avantages sociaux des fonctionnaires, surtout dans le contexte de l'Office national de l'énergie, sont concurrentiels. Il y a également d'autres avantages à participer à cet organisme. Des gens qui travaillent dans l'industrie, à différentes étapes de leur carrière, saisissent l'occasion de faire partie d'un conseil de réglementation, surtout aux échelons provincial et fédéral, afin de mieux comprendre la façon dont les cadres de réglementation affectent leur emploi actuel et celui qu'ils souhaitent obtenir plus tard dans le secteur de l'énergie et du développement de l'infrastructure énergétique. Je ne suis pas conseiller en planification de carrière, mais je peux vous dire que l'Office national de l'énergie est un endroit assez important pour qu'un grand nombre de professionnels viennent y travailler, afin de mieux comprendre les cadres réglementaires et la façon dont la loi affecte le développement de l'infrastructure énergétique. Plusieurs avantages concurrentiels liés aux ressources humaines justifient de travailler pour un organisme comme l'Office national de l'énergie.

Parlons maintenant du volet financier, l'élément qui fait de l'Office national de l'énergie un organisme indépendant qui peut être concurrentiel pour les gens qui y travaillent et qui offre les outils et les pouvoirs nécessaires pour mettre ces initiatives en œuvre. C'est un élément sur lequel nous nous sommes penchés de façon importante il y a quelques années en renforçant la sécurité liée aux pipelines et en améliorant le financement de l'ONE

number of inspections of oil and gas pipelines from 100 to 150 and doubling the number of comprehensive audits from three to six.

Last year, in 2014, we committed to enhancing the review process by providing \$28 million to the National Energy Board over two years to review applications, given the scope and volume that were before them.

Then, in Canada's last version of its economic action plan, we announced \$80 million over five years for safety and environmental protection and greater engagement with communities. I think I spoke to that a little earlier in response to Senator Seidman.

In sum total, and you may not have been here for my opening remarks in whole or in part, just so we're clear, and I take great pride in putting this to the Canadian public, the National Energy Board has a record of 99.999 per cent safety for the 72,000 kilometres of federally regulated pipeline in this country. I think that tells us that the National Energy Board does important work and does it very well, frankly. Anything we can do to ensure that they're a competitive environment that people want to work in. There are opportunities for engineers, auditors, people in the technical aspects of safety, prevention and preparedness response and people in tech innovation, which I know our chair is a big supporter of. They are now built into Bill C-46, and the resources are there.

Yes, Deputy Chair Massicotte, there are even opportunities in the National Energy Board for lawyers. Imagine the important contributions that lawyers can make — and I'm one — to the important public confidence exercise of pipeline safety.

Senator Ringuette: In response, minister, to my question, I gather that you have no plan in order to look into the potential of providing incentives to retain expertise within the National Energy Board?

Mr. Rickford: We absolutely do. I just listed the budgetary components of what the National Energy Board has at its disposal to be a competitive environment where employees — I'm not the human resources manager, as I'm sure you can appreciate, but specifically, Bill C-46 modernizes a number of important pieces that the National Energy Board does, in addition to clarifying the role of the NEB, clarifying the audit and inspection powers, and ensuring a number of key processes that the National Energy Board engages in its work. There is a tremendous opportunity for talented people to work there. It's a competitive environment for them both financially in terms of benefits and

d'environ 13,5 millions de dollars sur deux ans. Il s'agissait surtout d'augmenter le nombre d'inspections de 100 à 150 pour les pipelines de pétrole et de gaz et de doubler le nombre de vérifications complètes, le faisant passer de trois à six.

L'an dernier, en 2014, nous nous sommes engagés à améliorer le processus d'examen en fournissant 28 millions de dollars sur deux ans à l'Office national de l'énergie pour les examens de demandes, compte tenu des demandes variées et nombreuses qu'il reçoit.

Ensuite, dans la dernière version du plan d'action économique du Canada, nous avons annoncé l'affectation de 80 millions de dollars sur cinq ans à l'office au titre de la sécurité et de la protection de l'environnement, ainsi que pour favoriser une communication accrue avec les collectivités. Je crois en avoir parlé un peu en répondant à la question de la sénatrice Seidman tout à l'heure.

En tout, et vous n'avez peut-être pas entendu ma déclaration préliminaire au complet, mais pour qu'il n'y ait pas d'ambiguïté, je suis très fier de dire aux Canadiens que 99,999 p. 100 des produits transportés par les pipelines — 72 000 kilomètres de pipelines — assujettis à la réglementation fédérale canadienne ont atteint leur destination en toute sécurité. Je crois que cela nous indique que l'Office national de l'énergie accomplit un travail important et le fait franchement très bien. Tout ce que nous pouvons faire pour nous assurer qu'il s'agit d'un milieu concurrentiel dans lequel les gens veulent travailler, nous le faisons. Il y a des possibilités pour les ingénieurs, les vérificateurs, les gens qui sont spécialisés dans les volets techniques de la sécurité, de la prévention et de la préparation aux urgences et les gens du domaine des innovations technologiques, dont notre président est un grand défenseur. Ils sont maintenant intégrés dans le projet de loi C-46, et les ressources existent.

Oui, monsieur le vice-président Massicotte, l'Office national de l'énergie offre des possibilités aux avocats. Imaginez le rôle important que peuvent jouer les avocats — et j'en suis un — pour que la population ait confiance en la sécurité des pipelines.

La sénatrice Ringuette : Monsieur le ministre, d'après votre réponse à ma question, je crois comprendre que vous n'avez pas établi de plan d'action pour encourager les spécialistes à demeurer à l'Office national de l'énergie, n'est-ce pas?

M. Rickford : Nous prenons des mesures. Je viens de nommer les composantes budgétaires, ce que l'Office national de l'énergie a à sa disposition pour avoir un milieu concurrentiel où les employés... Je suis sûr que vous comprendrez que ce n'est pas moi le gestionnaire des ressources humaines, mais le projet de loi C-46 a pour effet de moderniser un certain nombre de volets importants de l'Office national de l'énergie, en plus de clarifier son rôle et les pouvoirs liés aux vérifications et aux inspections, et de garantir un certain nombre de démarches essentielles que l'Office national de l'énergie entreprend dans le cadre de son mandat. D'excellentes possibilités de travail s'offrent aux gens

compensation and, as well, for a greater understanding of how the regulatory bodies work in the context of energy infrastructure development.

[*Translation*]

Senator Massicotte: I would like to ask a more technical question. I actually have three questions related to the testimony of the Union des producteurs agricoles, and I will try to summarize their concerns.

[*English*]

The UPA raised three issues that are somewhat technical, but I will try to be as brief as I can to get some clarification. They had three concerns.

The first relates to ground disturbance, whereby the proposed legislation makes it such that you cannot cultivate land more than 45 centimetres deep and not have it surpass 30 centimetres in depth without the approval of the NEB. They say that's contrary to existing practice. They don't want to be caught. For instance, the roots of alfalfa or hay go beyond 30 centimetres. The concern is that they don't want to be caught contravening NEB policy. They say, "Why after decades of existing practice are we introducing this element?" Could you comment on that?

The second one is with regard to paragraph 86(2)(d) of the existing act. As you know, this pipeline act is amending the existing act. It makes it very clear that when any pipeline company does a deal with a landowner, then that agreement must provide for what I call a "hold harmless clause" and not hold the landowner responsible unless there is gross negligence on behalf of the landowner. But proposed subsection 48.12(1) of the bill makes it very broad by saying that any owner will be held liable to the extent that they caused damage to the pipeline. It looks like there is a contradiction of responsibilities. It's not clear to me to say which of those paragraphs overrides the other. Frankly, I think there is a "notwithstanding" missing in those amendments. But if you could go on the record and make it clear what the intent is and seek clarity if there is a contradiction, eventually that could satisfy.

The third point they raised concerns proposed section 48.12, which basically says that there is a limitation to seek damages by a landowner from the pipeline company, six years after the leak. But with most legislation and to be consistent with the current contractual law, I would say it is common sense that it should be six years from the time you are aware of a leak. If you're a farmer or a First Nation and you're sitting in a muskeg somewhere in Never Never Land, it's possible you will not see the leak for many years. It seems to me that they should not be

talentueux. Il s'agit d'un milieu concurrentiel sur le plan de la rémunération et des avantages, de même que pour ce qui est de mieux comprendre le fonctionnement des organismes de réglementation dans le contexte du développement d'infrastructures énergétiques.

[*Français*]

Le sénateur Massicotte : J'aimerais poser une question plutôt technique; en fait, j'ai trois questions à poser qui sont liées au témoignage de l'Union des producteurs agricoles, et je vais essayer, sommairement, d'exprimer leurs soucis.

[*Traduction*]

L'UPA a soulevé trois points techniques en quelque sorte, mais je vais essayer d'être le plus bref possible afin de pouvoir obtenir des précisions. Ses représentants ont soulevé trois préoccupations.

Le premier point concerne le remuement du sol; le projet de loi fait en sorte qu'une culture à une profondeur de plus de 45 centimètres est interdite et qu'une activité qui se produit à une profondeur supérieure à 30 centimètres doit être approuvée par l'ONE. Selon l'UPA, cela va à l'encontre de la pratique actuelle. Ses membres ne veulent pas être aux prises avec ce problème. À titre d'exemple, le système racinaire de la luzerne ou du foin descend à plus de 30 centimètres. Ils ne veulent pas se faire prendre à contourner une politique de l'ONE. Ils se demandent pourquoi on introduit cet élément après des décennies. Pourriez-vous dire quelque chose à ce sujet?

Le deuxième point concerne l'alinéa 86(2)d) de la loi actuelle. Comme vous le savez, la Loi sur la sûreté des pipelines modifie les dispositions actuelles. Le projet de loi précise très clairement que lorsqu'une compagnie de pipeline conclut un accord avec un propriétaire foncier, il doit comporter ce que j'appelle une « clause de non-responsabilité » de sorte que le propriétaire foncier n'est pas tenu responsable des dommages, sauf s'ils sont attribuables à une négligence grossière de sa part. Or, le paragraphe 48.12(1) du projet de loi élargit beaucoup la portée en prévoyant que tout propriétaire sera tenu responsable dans la mesure où il a causé des dommages au pipeline. Il semble y avoir une contradiction quant aux responsabilités. Je ne suis pas en mesure de dire lequel des deux paragraphes l'emporte sur l'autre. En toute honnêteté, je pense qu'il manque un « nonobstant » dans ces modifications. Si vous pouviez préciser l'objectif des dispositions et nous dire s'il y a une contradiction, ce serait une bonne chose.

Le troisième point que l'UPA a soulevé porte sur l'article 48.12, selon lequel, pour l'essentiel, un propriétaire foncier peut réclamer des dommages-intérêts à la compagnie de pipeline au maximum six ans après la fuite. Or, compte tenu de la plupart des lois, et conformément au droit contractuel, je dirais que logiquement, il devrait s'agir de six ans à partir du moment où la fuite est connue. Imaginons un agriculteur ou une Première Nation qui vivent sur une fondrière. On ne se rendra peut-être pas compte de la fuite avant de nombreuses années. Il me semble

prevented from seeking damages from the time they become aware of the leak and not from the time that the leak may have occurred.

Could you clarify those three points, minister?

Mr. Rickford: Sure. Here you go; I make an anecdotal remark about lawyers and a lawyer comes after me with the technical questions. I deserve that, don't I?

Thank you for those technical questions, senator.

We talked earlier about ground disturbance. In particular, I would say that the clause doesn't prohibit activity such as planting crops, but requires checking in with the NEB as a safety precaution.

I have gone over much of ground disturbance, but on the 30 to 45 centimetres, as I said earlier, the purpose of this proposed section is to ensure the safety and security of the pipeline by providing clarity on what constitutes ground disturbance and some very specific language around two things: one, the need to call before you dig; and, two, the importance of aligning those with provincial standards.

In the case of Quebec, they don't have a statute specifying ground disturbance depths in relation to pipelines, but I believe the added clarity protects both people and their property by letting them know they need to check in with the National Energy Board.

On the second piece, landowner liability, I think it was proposed section 48.12(1).

Senator Massicotte: That's the third one, but that's okay. We'll do that one first, if you wish, the six-year limitation.

Mr. Rickford: Sorry, I thought the second question was on landowner liability.

Senator Massicotte: Yes, 86(2).

Mr. Rickford: Section 86(2) comes into play when a company wants to build a pipeline over someone's land. The section sets out the mandatory elements of a land acquisition agreement. One such element is that the pipeline company indemnifies the landowner from any damage occurring from pipeline operations. The exception would be where the landowner is at fault through negligence or willful misconduct.

Proposed subsection 48.12(1) creates absolute liability for the pipeline company, holding them liable regardless of fault or negligence. We talked about that earlier and of course the amount, \$1 billion, for operating major oil pipeline.

qu'on ne devrait pas les empêcher d'intenter des poursuites en recouvrement de dommages lorsqu'ils se rendent compte de la fuite et leur permettre de le faire uniquement en fonction de la date à laquelle la fuite a eu lieu.

Pourriez-vous nous donner des précisions sur ces trois points, monsieur le ministre?

M. Rickford : Bien sûr. Voilà; je fais une observation sur les avocats, et un avocat me pose des questions techniques par la suite. C'est ce que je mérite, n'est-ce pas?

Je vous remercie de ces questions techniques, sénateur.

Nous avons parlé un peu plus tôt du remuement du sol. Je dirais surtout que la disposition n'interdit pas les activités de cultures, mais elle oblige à ce que l'on consulte l'ONE par mesure de sécurité.

J'ai beaucoup parlé du remuement du sol, mais concernant les 30 à 45 centimètres, comme je l'ai dit plus tôt, la disposition sur les perturbations du sol vise justement la sûreté des pipelines en établissant clairement ce qui constitue une perturbation du sol près des pipelines et deux choses très précises : premièrement, la nécessité d'appeler avant de creuser; et deuxièmement, l'importance de la concordance avec les normes provinciales.

Dans le cas du Québec, il n'y a pas de disposition sur la profondeur de remuement du sol concernant les pipelines, mais je crois que la précision apportée contribue à protéger tant les gens que leur propriété en les informant qu'ils doivent consulter l'Office national de l'énergie.

Concernant le deuxième point, la responsabilité du propriétaire foncier, je crois que c'était proposé au paragraphe 48.12(1).

Le sénateur Massicotte : C'est le troisième point, mais c'est correct. Nous pouvons poursuivre avec celui-là d'abord si vous le souhaitez, c'est-à-dire la prescription de six ans.

M. Rickford : Je suis désolé, je croyais que la deuxième question portait sur la responsabilité du propriétaire foncier.

Le sénateur Massicotte : Oui, il s'agit du paragraphe 86(2).

M. Rickford : Le paragraphe 86(2) entre en jeu lorsqu'une compagnie veut construire un pipeline sur le terrain d'une personne. Il établit les éléments obligatoires d'un accord d'acquisition de terrain. L'un de ces éléments, c'est que la compagnie de pipeline doit indemniser le propriétaire foncier pour tout dommage causé par l'exploitation d'un pipeline. Ce qui est considéré comme une exception, c'est lorsque le propriétaire foncier est fautif par négligence ou par inconduite délibérée.

Le paragraphe 48.12(1) proposé prévoit que la compagnie de pipeline a la responsabilité absolue, qu'elle est tenue responsable, peu importe s'il y a eu faute ou négligence. Nous avons parlé de cela plus tôt et bien sûr du montant de 1 milliard de dollars pour l'exploitation de grands pipelines.

Proposed paragraph 86(2)(d) does not shield a landowner from their own gross or intentional fault, while the absolute liability provision holds a pipeline company liable regardless of fault or negligence.

On the limitation period for claims to courts — I think that was the other piece — the approach taken for a limitation period in Bill C-46 is consistent with other federal legislation, as well as the approach taken in the Energy Safety and Security Act. The limitation applies to the absolute liability provision, senator. Beyond the six-year period, a claim for compensation will require proof of fault or negligence. The limitation period does not limit the ability for landowners to seek compensation.

Senator Massicotte: Can I just say, for the record, eventually, any law, any contract, if there is a dispute, the question all the time is the intent. So let me repeat what I think I heard for the record and make it very clear.

Relative to the 30 or 45 centimetres, as you know, you can cultivate your land, but you cannot cultivate further than 45 centimetres. The 30 centimetres applies to plants, including the root system. I gather that what you're saying is that if a farmer plants alfalfa or hay and the roots go beyond 30 centimetres, they will need to get NEB approval every year. Is that what I heard?

Mr. Rickford: The clause does not prohibit activities such as planting crops, but requires checking in with the NEB as a safety precaution.

Senator Massicotte: So every year, the alfalfa farmer must call the NEB to get approval to plant alfalfa or to let hay grow on that piece of land.

Mr. Rickford: The clause does not prohibit activity such as planting crops, but requires checking in with the NEB as a safety precaution.

Senator Massicotte: Okay, I think I understand exactly.

On the second point, just to make it clear, 86(2)(d) basically says, "Mr. Landowner, Mr. First Nation, Mr. Farmer, you're all going to be held harmless unless you're grossly negligent," But under 48.12(1) now being proposed, it basically says that not only is the pipeline company held responsible, but anybody who causes damage will be held liable.

What you seem to be saying is that the intent of 86(2)(d) of the existing act is really the dominant intent. In other words, in spite of 48.12(1), 86(2)(d) will override, and nobody will be held accountable unless they're grossly negligent. Is that accurate?

L'alinéa 86(2)d) proposé ne protège pas un propriétaire des conséquences de sa faute lourde ou intentionnelle; et la disposition sur la responsabilité absolue tient une compagnie de pipeline responsable, peu importe s'il y a eu faute ou négligence.

En ce qui a trait à la période de prescription concernant les poursuites en recouvrement de créances — je crois que c'était l'autre volet —, l'approche adoptée dans le projet de loi correspond à d'autres lois fédérales, de même qu'à celle qui a été adoptée dans la Loi sur la sûreté et la sécurité en matière énergétique. Elle s'applique à la disposition sur la responsabilité absolue, sénateur. Au-delà de la période de six ans, une demande d'indemnisation devra obligatoirement comprendre une preuve de faute ou de négligence. La période de prescription n'empêche pas les propriétaires de demander une indemnisation.

Le sénateur Massicotte : Je tiens à dire, aux fins du compte rendu, que pour toute disposition, tout contrat, en cas de conflit, la question qui revient toujours, c'est l'intention. Si vous me le permettez, j'aimerais répéter ce que je crois avoir compris et, aux fins du compte rendu, bien préciser les choses.

En ce qui concerne les 30 ou 45 centimètres, comme vous le savez, il est possible de cultiver la terre, mais il ne faut pas dépasser 45 centimètres de profondeur. Les 30 centimètres s'appliquent aux plantes, y compris le système racinaire. Je crois comprendre que ce que vous dites, c'est que si un agriculteur cultive de la luzerne ou du foin et que les racines atteignent une profondeur supérieure à 30 centimètres, il faudra qu'il obtienne une autorisation de l'ONE chaque année. Ai-je bien compris?

M. Rickford : La disposition n'a pas pour effet d'interdire des activités comme l'ensemencement, mais elle exige une consultation auprès de l'ONE par mesure de sécurité.

Le sénateur Massicotte : Donc, chaque année, les producteurs de luzerne devront communiquer avec l'ONE pour obtenir l'autorisation de cultiver de la luzerne ou de faire pousser du foin sur une parcelle de terre.

M. Rickford : La disposition n'a pas pour effet d'interdire des activités comme l'ensemencement, mais elle exige une consultation auprès de l'ONE par mesure de sécurité.

Le sénateur Massicotte : D'accord, je crois que je comprends très bien.

Concernant le deuxième point, pour que les choses soient claires, ce que dit essentiellement l'alinéa 86(2)d), c'est que le propriétaire, le membre d'une Première Nation, l'agriculteur ne seront pas tenus responsables, sauf en cas de négligence grossière. Toutefois, selon le paragraphe 48.12(1) proposé, on dit en fait non seulement que la compagnie de pipeline est tenue responsable, mais qu'il en est de même pour toute personne qui cause des dommages.

Vous semblez dire que l'objectif de l'alinéa 86(2)d) des dispositions actuelles prédomine. Autrement dit, malgré le contenu du paragraphe 48.12(1), c'est l'alinéa 86(2)d) qui l'emportera, et personne ne sera tenu responsable sauf en cas de négligence grossière. Est-ce exact?

Mr. Rickford: Section 86(2) comes into play when someone wants to build a pipeline over someone's lands, senator. We've gone over that. The section sets out the mandatory elements of a land acquisition agreement.

In sum, 86(2)(d) does not shield a landowner from their own gross or intentional fault, while the absolute liability provision holds a pipeline company liable regardless of fault or negligence.

Senator Massicotte: But the latter part holds them liable. That's under the absolute liability sense.

Mr. Rickford: They complement each other.

Senator Massicotte: It seems to me they compete with each other. Let me use an example. A farmer does something and it causes damage to the pipeline, but it's not gross negligence; it's just an error, cultivating land possibly. He has this land agreement, this pipeline agreement so enumerated under 86(2)(d). Who pays?

Mr. Rickford: The pipeline company.

Senator Massicotte: Not the farmer, not the First Nation.

Mr. Rickford: If there is an assessment by the pipeline company as to the degree of fault, that's a question for the courts subsequent to that. I don't think that's unreasonable.

Senator Massicotte: But the land agreement with the pipeline company, which holds them harmless, I presume would override.

Mr. Rickford: The section sets out the mandatory elements of a land acquisition agreement.

Senator Massicotte: On the last point under 48.12, just to be very clear, I got your answer. But let's say there's a leak on First Nation land and there's a lot of land. It could be farmland. A small leak has been going on for 10 years. He only notices it 10 years after the leak commences and then becomes aware of it. Can he hold the pipeline company responsible for repairing any damage caused by that leak, in spite of the fact that the leak has been going on for 10 years?

Mr. Rickford: Respectfully, senator, this came up earlier. Given your impressive legal background, I'm sure it would be very easy for us to talk about a myriad of fact-pattern examples that could emerge. The best efforts of this legislation are obviously to make reasonable efforts to contemplate any kind of circumstance that would arise.

You just asked a question about a scenario where both the absolute liability and the more limited liability regimes would interface, so I would suggest that in all elements around landowners' liability, I think this piece of legislation is as clear as it possibly can be with respect to providing the mandatory

M. Rickford : Le paragraphe 86(2) entre en jeu lorsqu'une personne veut construire un pipeline sur le terrain d'une personne, sénateur. Nous en avons déjà parlé. Il établit les éléments obligatoires d'un accord d'acquisition de terrain.

Bref, l'alinéa 86(2)d) proposé ne protège pas un propriétaire des conséquences de sa faute lourde ou intentionnelle; et la disposition sur la responsabilité absolue tient une compagnie de pipeline responsable, peu importe s'il y a eu faute ou négligence.

Le sénateur Massicotte : Cependant, la deuxième disposition la tient responsable, selon la logique de la responsabilité absolue.

M. Rickford : Elles sont complémentaires.

Le sénateur Massicotte : Il me semble qu'elles se font concurrence. Permettez-moi de me servir d'un exemple. Un agriculteur fait quelque chose qui cause des dommages au pipeline, mais il ne s'agit pas de négligence grossière; il ne s'agit que d'une erreur qu'il a faite peut-être en cultivant la terre. Il a cette entente territoriale, cet accord sur le pipeline, comme on le décrit en vertu de l'alinéa 86(2)d). Qui paie?

M. Rickford : La compagnie de pipeline.

Le sénateur Massicotte : Ce n'est pas l'agriculteur ni la Première Nation.

M. Rickford : Si la compagnie de pipeline a une évaluation quant à la proportion de sa faute, ce sont les tribunaux qui auront à trancher la question par la suite. Je ne crois pas que ce soit déraisonnable.

Le sénateur Massicotte : Toutefois, j'imagine que l'accord d'acquisition de terrain conclu avec la compagnie de pipeline, qui dégage les gens de toute responsabilité, l'emporterait.

M. Rickford : Cette disposition établit les éléments obligatoires d'un accord d'acquisition de terrain.

Le sénateur Massicotte : Concernant le dernier point sur l'article 48.12, je veux m'assurer que les choses sont claires, et j'ai compris votre réponse. Or, supposons qu'il y a une fuite sur une terre autochtone, et on parle d'un vaste territoire. Il pourrait s'agir de terres agricoles. Il y a une petite fuite depuis 10 ans. La personne ne s'en aperçoit que 10 ans après le début de la fuite. Peut-elle tenir responsable la compagnie de pipeline pour la réparation de tout dommage causé par la fuite malgré le fait que la fuite dure depuis 10 ans?

M. Rickford : Avec tout le respect que je vous dois, sénateur, on a soulevé la question tout à l'heure. Compte tenu de vos connaissances juridiques impressionnantes, je suis sûr que nous pourrions très facilement parler d'innombrables exemples de situations qui pourraient se produire. La meilleure contribution du projet de loi, c'est évidemment le déploiement d'efforts raisonnables pour envisager toutes les situations possibles.

Vous venez de poser une question au sujet d'une situation où les deux régimes — responsabilité absolue et responsabilité limitée — seraient liés, et je dirais donc que dans tous les éléments entourant la responsabilité des propriétaires, je pense que le projet de loi est le plus clair possible pour ce qui est des

elements of a land acquisition agreement and the important element of how a pipeline company indemnifies a landowner, for example, from damage occurring from pipeline operations. Of course, the exception would be where the landowner is at fault through negligence or willful misconduct.

Senator Massicotte: Therefore, 10 years later, if he made all reasonable measures to find out but is not aware of it, he will be compensated.

Mr. Rickford: That's a summary statement that you're making, obviously. I think this bill addresses the key elements of "at the time" and "thereafter."

The Chair: That ends our questions, minister. Thank you very much for your presentation and your answers. We appreciate it very much.

Honourable senators, as you know, we have heard from a variety of witnesses about this proposed legislation. We are now at a stage where we will begin by going through the bill clause by clause. Before we do this, I would like to remind all members around the table that if at any point a senator is not clear where we are in the process, please ask for clarification.

As the chair, I'll do my utmost to ensure that all senators wishing to speak have the opportunity to do so. For this, however, I will depend on your cooperation.

Finally, I wish to remind honourable senators that if there is ever any uncertainty as to the result of a voice vote or show of hands, the cleanest route is to call a roll-call vote, which provides clear results.

Before I start, I will ask if there are any questions around the table; if not, I believe we can proceed. Thank you.

Is it agreed that the committee proceed to clause-by-clause consideration of Bill C-46, the proposed pipeline safety act?

Hon. Senators: Agreed.

The Chair: Shall the title stand postponed?

Hon. Senators: Agreed.

The Chair: Shall clause 1, which contains the short title, stand postponed?

Hon. Senators: Agreed.

The Chair: In the interests of time, I'll ask the members around the table if they're agreeable to grouping the clauses of the bill according to the parts of the bill. If so, I will carefully announce which groups we are considering, from which clause to which clause, and the page numbers.

Hon. Senators: Agreed.

éléments obligatoires d'un accord d'acquisition de terrain et l'élément important lié à la façon dont une compagnie de pipeline dédommage le propriétaire, par exemple, pour les dommages causés par l'exploitation des pipelines. Bien entendu, ce qui est considéré comme une exception, c'est lorsque le propriétaire est fautif par négligence ou inconduite délibérée.

Le sénateur Massicotte : Donc, 10 ans plus tard, s'il a pris toutes les mesures raisonnables, mais qu'il ne le sait pas, il recevra une indemnité.

M. Rickford : Vous faites un résumé, évidemment. Je crois que le projet de loi traite des éléments liés à « à l'époque » et « par la suite ».

Le président : C'est ce qui met fin aux questions, monsieur le ministre. Je vous remercie beaucoup de votre exposé et des réponses que vous nous avez fournies. Nous vous en sommes très reconnaissants.

Chers collègues, comme vous le savez, nous avons entendu divers témoins au sujet de ce projet de loi. Nous en sommes maintenant à amorcer l'étude article par article du projet de loi. Avant que nous commençons, j'aimerais rappeler à tous les membres du comité que si à n'importe quel moment vous ne savez plus où nous en sommes, n'hésitez pas à poser des questions.

En tant que président, je vais faire tout ce que je peux pour que tous les sénateurs qui souhaitent prendre la parole puissent le faire. Je vais cependant compter sur votre collaboration à cet égard.

Enfin, je rappelle aux sénateurs qu'en cas d'incertitude sur les résultats d'un vote par oui ou non ou d'un vote à main levée, le moyen le plus transparent, c'est de tenir un vote par appel nominal, ce qui donne des résultats clairs.

Avant de commencer, j'aimerais savoir si quelqu'un a des questions. Si ce n'est pas le cas, je pense que nous pouvons aller de l'avant. Merci.

Plaît-il au comité de procéder à l'étude article par article du projet de loi C-46, Loi sur la sûreté des pipelines?

Des voix : D'accord.

Le président : L'étude du titre est-elle réservée?

Des voix : D'accord.

Le président : L'étude de l'article 1, qui contient le titre abrégé, est-elle réservée?

Des voix : D'accord.

Le président : Pour accélérer les choses, si cela plaît au comité, les articles du projet de loi seront regroupés en fonction de la partie où ils figurent. Si tout le monde est d'accord, je vais annoncer les groupes d'articles que nous étudions, et les numéros de pages.

Des voix : D'accord.

The Chair: Shall the clauses dealing with the National Energy Board, clauses 2 to 38, pages 1 to 40, carry?

Hon. Senators: Agreed.

The Chair: Agreed.

Shall the clauses dealing with the Canada Oil and Gas Operations Act, clauses 39 to 46, pages 40 to 44 of the bill, carry?

Hon. Senators: Agreed.

The Chair: Agreed.

Shall clause 47, the coming into force clause, carry?

Hon. Senators: Agreed.

The Chair: Agreed.

Shall clause 1, which contains the short title, carry?

Hon. Senators: Agreed.

The Chair: Agreed.

Shall the title carry?

Hon. Senators: Agreed.

The Chair: Agreed.

Shall the bill carry?

Hon. Senators: Agreed.

The Chair: Senator Massicotte, you have your hand up already.

Are there any observations that anyone wants to attach? For that, we need to go in camera.

Senator Massicotte: Let's do that, then.

(The committee continued in camera.)

(The committee resumed in public.)

The Chair: Is it agreed that I report the bill to the Senate?

Hon. Senators: Agreed.

The Chair: Thank you.

(The committee adjourned.)

Le président : Les articles qui portent sur l'Office national de l'énergie, soit les articles 2 à 38, de la page 1 à la page 40, sont-ils adoptés?

Des voix : D'accord.

Le président : D'accord.

Les articles qui portent sur la Loi sur les opérations pétrolières au Canada, soit les articles 39 à 46, de la page 40 à la page 44 du projet de loi, sont-ils adoptés?

Des voix : D'accord.

Le président : D'accord.

L'article 47, la disposition de mise en vigueur, est-il adopté?

Des voix : D'accord.

Le président : D'accord.

L'article 1, qui contient le titre abrégé, est-il adopté?

Des voix : D'accord.

Le président : D'accord.

Le titre est-il adopté?

Des voix : D'accord.

Le président : D'accord.

Le projet de loi est-il adopté?

Des voix : D'accord.

Le président : Sénateur Massicotte, vous avez déjà la main levée.

Est-ce que quelqu'un veut ajouter des observations? Pour ce faire, nous devons poursuivre la séance à huis clos.

Le sénateur Massicotte : Allons-y, alors.

(La séance se poursuit à huis clos.)

(La séance publique reprend.)

Le président : Plaît-il au comité que je fasse rapport du projet de loi adopté au Sénat?

Des voix : D'accord.

Le président : Merci.

(La séance est levée.)



*Standing Senate Committee on Energy,
the Environment and Natural Resources*

Powering Canada's Territories



Ce rapport est aussi disponible en français

Available on the Parliamentary Internet:

<http://senate-senat.ca/enev.asp>

(Reports, witnesses and briefs)

41st Parliament – 2nd Session

Note: Any non-sourced photos are of Canadian scenes, from iStock.

Front cover photos, clockwise: northern lights, Nunavut, NWT, Yukon.



TABLE OF CONTENTS

| | |
|---|-----------|
| MEMBERS | iii |
| ORDER OF REFERENCE | iv |
| I. EXECUTIVE SUMMARY | 1 |
| II. SUMMARY OF RECOMMENDATIONS | 2 |
| III. INTRODUCTION | 3 |
| IV. PROFILE OF TERRITORIES | 5 |
| A. Climate and Geography | 5 |
| B. Economic Overview..... | 6 |
| C. Fiscal Overview..... | 8 |
| V. ENERGY IN THE TERRITORIES..... | 9 |
| A. Overview of Existing Power Generation..... | 9 |
| Comparing Electricity Generation..... | 15 |
| Electricity Rates..... | 17 |
| B. Heating the Territories..... | 19 |
| C. Cold Climate Energy Innovation and Technologies | 20 |
| D. Oil and Natural Gas | 22 |
| VI. ENERGY OPPORTUNITIES AND CHALLENGES..... | 24 |
| YUKON | 24 |
| Opportunities, Initiatives and Projects..... | 25 |
| A. Next Generation of Hydro | 25 |
| B. Natural Gas Generation..... | 26 |
| C. Wind Generation | 26 |
| D. Independent Power Producers..... | 27 |
| E. Biomass for Heating..... | 27 |
| F. Energy Efficiency, Conservation and Small Scale Renewable..... | 27 |
| G. Transmission Connection with Alaska | 27 |
| H. Shale Oil and Gas Development..... | 28 |
| NORTHWEST TERRITORIES | 28 |
| Opportunities, Initiatives and Projects..... | 29 |
| A. Hydro Challenge and Increasing Connectivity | 29 |
| B. Transmission Connection..... | 31 |
| C. Solar..... | 32 |
| D. Natural Gas Generation..... | 33 |
| E. Wind..... | 33 |
| F. Advancing Biomass for Heat and Power..... | 34 |
| Biomass Cogeneration..... | 35 |
| G. Energy Efficiency, Conservation and Small Scale Renewable..... | 35 |



| | |
|--|-----------|
| NUNAVUT | 36 |
| Opportunities, Initiatives and Projects..... | 37 |
| A. Aging Diesel Generation Infrastructure..... | 37 |
| B. Transmission Connection with Manitoba..... | 39 |
| C. Hydro Power Options..... | 40 |
| D. Housing and Energy Efficiency..... | 40 |
| VII. NATIONAL PRIORITIES FOR THE TERRITORIES | 41 |
| Nunavut’s Energy Challenges..... | 42 |
| Exercising Sovereignty..... | 43 |
| Committee Recommendations..... | 44 |
| A. Promote Energy Efficiency and Conservation..... | 44 |
| B. Federal Funding for Communities | 44 |
| C. Coordinating Federal Resources for the Territories | 45 |
| D. Federal Legacy Responsibilities in the Territories..... | 46 |
| E. Energy Infrastructure Funding..... | 47 |
| VIII. CONCLUSION | 48 |
| APPENDIX A: WITNESSES | 49 |
| APPENDIX B: ENDNOTES | 51 |



MEMBERS

The Honourable Richard Neufeld, Chair
The Honourable Paul J. Massicotte, Deputy Chair

and

The Honourable Douglas Black, Q.C.
The Honourable Michael L. MacDonald
The Honourable Grant Mitchell
The Honourable Dennis Glen Patterson
The Honourable Pierrette Ringuette
The Honourable Judith G. Seidman
The Honourable Nick G. Sibbeston

Ex-officio members of the Committee:

The Honourable Senators Claude Carignan, P.C., (or Yonah Martin) and James S. Cowan (or Joan Fraser).

Other Senators who have participated from time to time in the study:

The Honourable Senators Diane Bellemare, Pierre-Hugues Boisvenu, Joseph A. Day, Linda Frum, Pierre Claude Nolin, Michel Rivard, David Tkachuk and John D. Wallace.

Parliamentary Information and Research Service, Library of Parliament:

Sam Banks and Marc LeBlanc, Analysts.

Clerk of the Committee:

Lynn Gordon

Senate Committees Directorate:

Monique Régimbald, Administrative Assistant.



ORDER OF REFERENCE

Extract from the *Journal of the Senate*, Tuesday, March 4, 2014:

The Honourable Senator Neufeld moved, seconded by the Honourable Senator Lang:

That the Standing Senate Committee on Energy, the Environment and Natural Resources be authorized to examine and report on non-renewable and renewable energy development including energy storage, distribution, transmission, consumption and other emerging technologies in Canada's three northern territories. In particular, the committee shall be authorized to:

Identify energy challenges facing northern territories including the state of existing energy services and infrastructure assets as well as related economic, social, geographic and environmental challenges;

Identify existing federal and territorial programs and measures aimed at improving energy use and supply in the north;

Examine ways of enhancing and diversifying energy production for domestic needs and export markets; and

Examine ways of improving the affordability, availability, reliability and efficiency of energy use for industries, businesses, governments, and residents in the north.

That the committee submit its final report no later than December 31, 2014 and that the committee retain all powers necessary to publicize its findings until 180 days after the tabling of the final report.

After debate

The question being put on the motion, it was adopted.

Gary W. O'Brien
Clerk of the Senate

Extract from the *Journal of the Senate* Tuesday, November 25, 2014:

The Honourable Senator Neufeld moved, seconded by the Honourable Senator Housakos:

That, notwithstanding the order of the Senate adopted on Tuesday, March 4, 2014, the date for the final report of the Standing Senate Committee on Energy, the Environment and Natural Resources in relation to its study of non-renewable and renewable energy development including energy storage, distribution, transmission, consumption and other emerging technologies in Canada's three northern territories be extended from December 31, 2014 to September 30, 2015.

The question being put on the motion, it was adopted.

Gary W. O'Brien
Clerk of the Senate



I. EXECUTIVE SUMMARY

On March 4, 2014, the Standing Senate Committee on Energy, the Environment and Natural Resources initiated a study of energy use and supply in Canada's territories.

The report examined existing territorial energy systems and identified obstacles and opportunities facing each territory in making energy affordable, reliable and sustainable for its residents and businesses. A focus was placed on electricity systems.

As a whole, the committee found electricity systems aging, underperforming and at capacity. Also, the committee observed that territorial communities were highly dependent on diesel generation. The committee also found a lack of financial capacity among utilities and territorial governments to advance major projects due to small rate and tax bases. Utilities face high costs associated with servicing many small remote communities which predominantly rely on diesel generation. Also, energy options are constrained as the territories are not connected to the North American electricity and natural gas grids.

Many energy issues are shared pan-territorially; however, each territory faces distinctive challenges and opportunities due to dissimilar geography and degree of community remoteness. Also, territories have different energy resources and asset profiles. Electricity prices in the Northwest Territories (NWT), and in particular Nunavut, are high compared to the rest of Canada, which increases the cost of living and requires subsidization to keep energy affordable. Nunavut's unique and sizable energy challenges stood apart from its territorial counterparts.

In all three territories, heating of homes and buildings is predominantly provided by furnace oil (diesel), which is reliable but costly and carbon-intensive. While substantial petroleum deposits are estimated in the territories, much of these resources are undeveloped and underexplored.

All three territories have developed energy strategies that differ in scope and implementation, to promote and support renewable energy, increase energy efficiency, and reduce the dependency on carbon-intensive fuels. In Yukon and NWT, new opportunities for natural gas generation and biomass heating are helping to diversify the territorial energy mix.

The report makes five recommendations to the federal government to help improve the energy circumstances of the territories. The recommendations are aimed at improving energy efficiency and conservation, enhancing community-based energy solutions and coordinating federal resources under a central hub. The committee also recommends that the federal government assist with upgrading and improving aging diesel generation facilities and infrastructure investment in qualified territorial energy projects.



II. SUMMARY OF RECOMMENDATIONS

Recommendation I

That the federal government develop a strategic plan to actively improve energy efficiency and conservation in the territories.

Recommendation II

That the federal government significantly increase funding to the ecoENERGY for Aboriginal and Northern Communities Program with the objective of reducing the consumption of carbon-intensive fuels, increasing energy efficiency and enhancing community economic viability.

Recommendation III

That the federal government create a federal resource and knowledge hub to focus on territorial energy issues and conditions, in supporting energy supply and technology evaluations, economic and environmental modelling and energy resource planning and assessments.

Recommendation IV

That the federal government assist in the acquisition, upgrading and installation of diesel generating facilities in remote off-grid northern communities.

Recommendation V

That the federal government support infrastructure investment in qualified territorial energy projects.



III. INTRODUCTION

Energy is something most of us take for granted even though, without it, modern life would not be possible. For many of us, energy is simply part of the background, always there when called upon, reliably fuelling virtually every aspect of our daily lives.

In Canada's territories, access to energy is much closer to the forefront. This is because per capita energy use, driven by long cold winters, is nearly twice the national average.¹ Many northerners live within eyesight of a diesel facility that powers their community. If that facility stops working in winter, it is much more likely to threaten public safety and there are fewer options for a timely remedy, risking extensive and costly damage and repairs.

Communities in the territories, most of which are Aboriginal, are predominantly small, isolated and widely dispersed across an immense landmass. All of these communities are considered off-grid since they are not connected to the North American electricity or natural gas grids. While hydro power is available for many communities, northerners rely on carbon-intensive fuels such as diesel much more heavily than the rest of Canada. This is because diesel is often the only reliable option for heat and electricity; the drawback is that it is costly to purchase and transport. It also presents environmental disadvantages.

In planning for the future, territorial governments must balance the need to supply affordable and reliable electricity to residents, businesses and industry while attempting to reduce the consumption of carbon-intensive fuels. In recent years, advances in renewable energy technologies, energy efficiency, other fuel options such as natural gas and the possibility of connecting to the North American energy grids, are creating new opportunities. That being said, the committee heard that territorial governments are financially limited in advancing many large energy projects.

The purpose of this report is to examine the territories' current energy systems and future energy opportunities and to make recommendations as to what role the federal government should play to improve energy use and supply while meeting its environmental objectives. Many communities in the northern regions of the provinces are isolated and off-grid and face similar challenges as those being studied in this report. The committee believes many of the findings of this report can be extended to assist provincial off-grid communities.

During the course of the study, the committee held 18 hearings and heard from 42 witnesses consisting of federal, territorial and municipal officials, the Alaskan Energy Authority, industry representatives, energy associations, aboriginal governments, territorial electric utilities, energy experts, business leaders and environmental groups.

Beginning May 9, 2014, committee members travelled for a week in the territories visiting each of the capitals and also smaller communities such as Kimmirut and Rankin Inlet in Nunavut and Whatì in NWT to listen to community leaders. This report benefited from several site visits such as the Agnico Eagle Meliadine Gold Mine Project near Rankin Inlet, Yukon Energy Corporation's (YEC) Whitehorse Rapid hydro plant and a newly constructed run-of-river project in Atlin, British Columbia near the Yukon border.



The report begins with an overview of the climate, geography, economic and fiscal profiles of the territories followed by an outline of existing territorial energy systems and resources. The study limits its examination to three major energy areas: electricity, heating, and oil and gas resources. More attention is devoted to electricity because territorial governments are owners of public utilities and thus are responsible for large energy assets, and have a direct influence on the consumption, delivery and supply of electricity. The next section outlines some of the major opportunities and challenges facing each territory and the final section discusses federal territorial priorities and makes recommendations to the federal government to improve the energy circumstances in the territories.





IV. PROFILE OF TERRITORIES

The territories of Yukon, NWT and Nunavut occupy Canada’s most northern region, a vast area covering 40% of Canada’s total landmass. It is home to approximately 116,700 residents dispersed in mostly isolated and predominantly aboriginal communities. Some communities are small, having a population of fewer than 100 people, most communities range in the several hundreds of residents and many are over a thousand. The capitals, Whitehorse, Yellowknife and Iqaluit are the largest cities in each of the territories (Table 1).

A. Climate and Geography

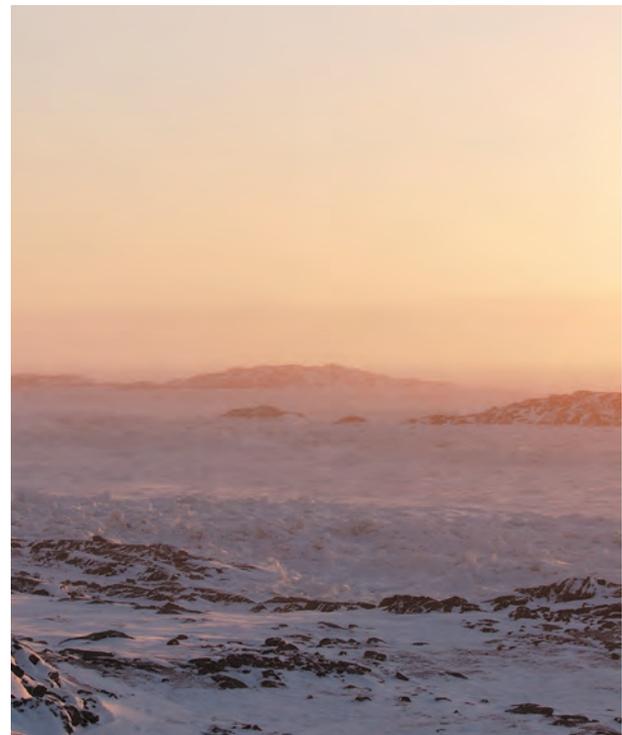
Canada’s territories encompass an immense area with varying climates. Generally, northerners are exposed to long cold winters and short cool summers. Precipitation is infrequent and concentrated in the warmer months. Average monthly high and low temperatures over the course of a year range from 20°C to -20°C in Whitehorse and from 20°C to -30°C in Yellowknife.² Overall, Iqaluit is subject to cooler temperatures ranging from 12°C to -32°C.³ It is not uncommon to reach low temperatures of -50°C in Canada’s high Arctic. The region’s eco-systems, permafrost and sea ice is particularly vulnerable to the current and future effects of climate change.

The geography varies widely across the territories which include mountain ranges, forested areas, tundra, numerous rivers and fresh water lakes, permanent sea ice and glaciers. Generally, the subarctic region contains taiga and boreal forests mostly within NWT and parts of Yukon. In contrast, Nunavut’s land consists of tundra and barren grounds which also describe parts of NWT, particularly in the territory’s northern region. The entire territory of Nunavut is continuous permafrost soil as are northern parts of Yukon and NWT.⁴

Table 1 – Area and Population – Canada’s Territories, 2014

| | Yukon | NWT | Nunavut |
|----------------------|----------------------|-----------------------|------------------|
| Size Square Km | 482,443 | 1,346,106 | 2,093,190 |
| Total Population | 36,510 | 43,623 | 36,585 |
| Territorial capitals | 25,058 Whitehorse | 20,318 Yellowknife | 7,713 Iqaluit |

Source: Statistics Canada: [Land and freshwater area](#); Annual population estimates Cansim Table [051-0001](#).



Arctic Sun, Nunavut



Yukon has a system of all-weather roads that reach northern regions of the territory and crosses into northern NWT. NWT's highway system is localized in its southern region. Both Yukon and NWT have road access to southern provinces. In the winter, NWT ice-roads provide access to remote communities and mines.⁵ In contrast, no two communities in Nunavut are connected by roads nor is Nunavut road-connected to the rest of Canada. Most of Nunavut's population live in coastal communities but marine access is only available a few months of the year once the sea ice is cleared in the summer. Air travel is a common means of transportation between communities in Nunavut and isolated communities in NWT.

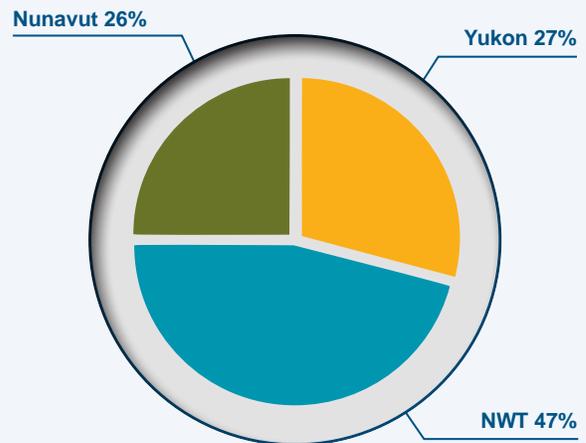
B. Economic Overview

The combined population of the territories is 0.3% of Canada's population and its economic output is 0.5% of Canada's GDP. The region holds much potential for growth as it is estimated to contain vast mineral and petroleum resources which are mostly undeveloped. NWT is the largest territorial economy accounting for nearly half of the GDP of the territories at \$3.8 billion in 2014 followed by Yukon at \$2.2 billion and Nunavut at \$2.1 billion.⁶ The Conference Board of Canada estimates that the annual average growth rates from 2014 to 2020 are 5.5% for NWT and 2.8% and 2.0% for Yukon and Nunavut.⁷

Mining, and its supporting industries, is the primary private sector economic driver accounting for roughly 15% of overall employment in the territories.⁸ In 2013, the territories accounted for over 6.4% of Canada's total mineral production.⁹

As a whole, the territories are still feeling the effects of a dampened global economy recovery which has lowered global commodity prices. According to the Conference Board of Canada, mining companies have scaled back planned exploration and deposit appraisal spending which has not grown in the territories as a whole since 2011.¹⁰ However, mining prospects are expected to improve in the longer term.

Figure 1 – Share of Territorial GDP 2014



Note: GDP at basic prices.

Source: Figure prepared by the Library of Parliament using data obtained from Statistics Canada, Table 379-0030, "Gross domestic product (GDP) at basic prices" CANSIM (database).



Economic Highlights

| | |
|----------------|---|
| Yukon | <p>Many of Yukon's existing mines have slowed production levels. However, the advanced stage development of new gold mine sites such as Victoria Gold's Eagle mine, Western Copper and Gold's Casino is expected to lift the economy and provide a boost to the construction industry in the short term.¹¹</p> |
| NWT | <p>NWT's economy is recovering from recent declines in the territory's high quality diamond production. In the short term, the territory will benefit from new diamond mining activity such as the Gahcho Kué project and construction work on the Inuvik-to-Tuktoyaktuk road. A stagnant and declining population is contributing to low economic growth and hampering the territory's ability to fund programs as federal transfers are largely determined on a per capita basis.¹²</p> |
| Nunavut | <p>Nunavut is benefiting from a number of sizable projects including work on the Iqaluit airport and the Canadian High Arctic Research Station (CHARS) in Cambridge Bay. The mining sector is advancing with the Mary River iron ore mine which is entering its production phase. Agnico Eagle's Meliadine gold mine project near Rankin Inlet is in the process of determining if it will progress to full production phase.¹³</p> <p>Nunavut's population is growing more rapidly than the national average and the territory's existing population is relatively young, as those under 25 years of age account for nearly half of the total population.¹⁴ This represents a growing workforce but may also strain public services. There is a housing shortage in the territory and a relatively high dependency on income support and social housing.</p> |



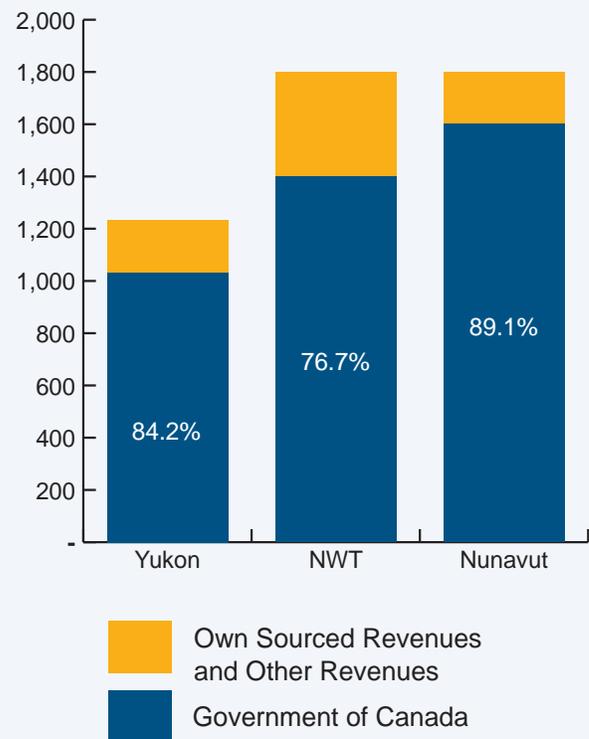
C. Fiscal Overview

While the mining sector is the largest private sector driver, the public sector is a dominant influence in the territories; it is the largest employer and occupies the largest share of territorial GDP. Federal transfers through territorial formula financing grants and other transfers account for a substantial share of each territory's budgetary revenues.

The maximum amounts that may be borrowed for each territory are set by the federal government through the Governor in Council. These amounts are commonly called debt caps. Any borrowing beyond these levels requires Governor in Council approval. Currently, the borrowing limits for Yukon and Nunavut are \$400 million and NWT is \$800 million. While debt caps are established by the federal government, the federal government does not guarantee borrowing by territorial governments.¹⁵

On 21 April 2015, the federal Budget 2015-16 proposed to raise the borrowing limits for NWT to \$1.3 billion and Nunavut to \$650 million in response to requests made by those territories.¹⁶ Yukon did not request an increase. The new limits will take effect once they are approved by the Governor in Council.

Figure 2 – Federal Government Contribution to Territorial Revenues 2015-16 Estimate (\$millions)



Note: Government of Canada revenues includes grants and transfers; other revenues may include third party service agreements.

Source: Figure prepared by Library of Parliament using data obtained from 2015-16 budgetary documents for [Yukon](#), [NWT](#) and [Nunavut](#).



V. ENERGY IN THE TERRITORIES

The territories are home to 80 communities, all of them considered off-grid as none are connected to the North-American electricity or natural gas grids and there are no energy connections between the territories. While the territories hold abundant petroleum deposits, few have been harvested and only two communities near maturing production wells have access to domestic natural gas. As previously stated, the territories are highly reliant on imported diesel for power and heating.

A. Overview of Existing Power Generation

For the most part, the territories' existing electricity facilities are a mixture of both diesel and hydro power; many of which were constructed in the 1950-60s. They were once owned and operated by the federal government through the Northern Canada Power Commission (NCPC) before being transferred to the territories in the 1980s.ⁱ

Diesel

Among the 80 communities in the territories, 53 rely exclusively on diesel electricity generators for power transmitted via locally-isolated grids in each community (Table 2).¹⁷ Diesel generation is prevalent in the territories because, in many cases, it is the only viable option for reliable power in remote communities and isolated mining sites.

Diesel and Mining

Northern mining projects require significant amounts of reliable electricity and heat to operate. Mines without access to electric grids rely on diesel fuel. Some mining operations have successfully adopted renewable energy technologies such as wind to reduce diesel consumption. Recently, natural gas has emerged as a lower cost diesel alternative for future mining projects.

Diesel generation is relatively easy to install and maintain. It requires much less upfront capital than other base load sources such as hydro and it is scalable - additional generators can be added to a plant or existing ones can be activated if demand increases. Diesel fuel is portable and also relatively easy to store. Diesel generation is flexible and extremely reliable, and it can respond rapidly to changing demand loads. This is why it is often also used as back-up power. However, its operating costs are high due to high volumes of fuel consumption and diesel fuel is subject to price volatility. In



Power Plant, Pond Inlet, Nunavut

Courtesy of: Qulliq Energy Corporation

ⁱ They were transferred to Yukon and the NWT in 1980s. At that time NWT included the region of Nunavut; electricity assets were transferred from NWT to Nunavut after Nunavut became a separate territory in 1999.



addition, the fuel must be trucked, marine shipped and sometimes flown over long distances in challenging climates. It has environmental disadvantages since it emits greenhouse gases (GHGs) and causes local air and noise pollution and there are risks of spills.

Hydro

Many hydro facilities operating today were built over 60 years ago, a legacy of a rapidly emerging mining sector. Today, hydro serves 16 communities in Yukon and 9 communities in NWT and continues to provide electricity to a mining operation in Yukon.¹⁸ Nearly all territorial hydro plants are run-of-river facilities and have limited ability to store energy in water reservoirs. All hydro facilities in the territories are part of regional electricity grid systems that serve several clusters of communities. Diesel generators are used for back-up power during outages (planned or unplanned) or to supplement during peak hours or during droughts.

Hydro power is a reliable, non-emitting, renewable energy source, although its output is subject to seasonal variations. It requires significant initial capital investment and it is site specific to where sufficient water resources are located which is not necessarily near where it is needed –this can lead to high transmission costs. Typically, hydro facilities produce power at lower cost than diesel generation because capital costs can be spread over the long life span of the hydro facility and operating costs are relatively low.

Natural Gas

There are only two communities Norman Wells and Inuvik in NWT that rely on electricity produced from natural gas. Norman Wells relies on natural gas and Inuvik is powered by liquefied natural gas (LNG). In recent years, due to historically low natural gas prices, LNG has emerged as an affordable alternative to diesel generation in Yukon and NWT, including diesel fuel used in remote mining sites. LNG is natural gas cooled to a liquid state at -162°C. This increases its energy density to make it cost effective to transport and store; it is then re-vaporized to use as a fuel for power generation.

Table 2 – Primary Electricity Generation for Communities in Canada’s Territories

| | Yukon | NWT | Nunavut |
|--|-------|-----|---------|
| Diesel-powered communities | 5 | 23 | 25 |
| Hydro-powered communities | 16 | 9 | 0 |
| Natural gas powered communities | 0 | 2 | 0 |

Source: Table prepared by the Library of Parliament using data obtained from Aboriginal Affairs and Northern Development Canada, [Off-Grid Communities](#), [Yukon Energy Corporation](#), [Northwest Territories Power Corporation](#) and Qulliq Energy Corporation.



Whitehorse Rapids Generating Facility
 Courtesy of: Yukon Energy Corporation

Existing diesel generators can be converted to operate on both natural gas and diesel fuels.¹⁹ In many cases, natural gas is a less expensive alternative to diesel generation. Generally, year-long road access is required since long term LNG storage is costly. LNG generation has the advantage of emitting fewer GHGs and less air pollution than diesel generation.

Wind and Solar

Wind and solar account for a small but growing portion of the territorial electricity mix. For most communities, it is generally a higher cost option compared to diesel, but its economic viability is improving as technological advances reduce operating and installation costs. More than ever before, mining operations are turning to renewable technologies to reduce diesel consumption.

Wind and solar are intermittent sources of energy since the electricity is only produced when the sun is shining or when wind is blowing. While batteries and other forms of energy storage could improve their output, wind and solar technologies are not stand-alone solutions for communities. They are always coupled with diesel or hydro base load generation.²⁰ Renewable energy is site specific and there can be technical challenges in integrating and balancing wind and solar energy output with existing generation.



Figure 3 – Overview of Yukon’s Electricity Infrastructure



Generating stations



Diesel



Hydro

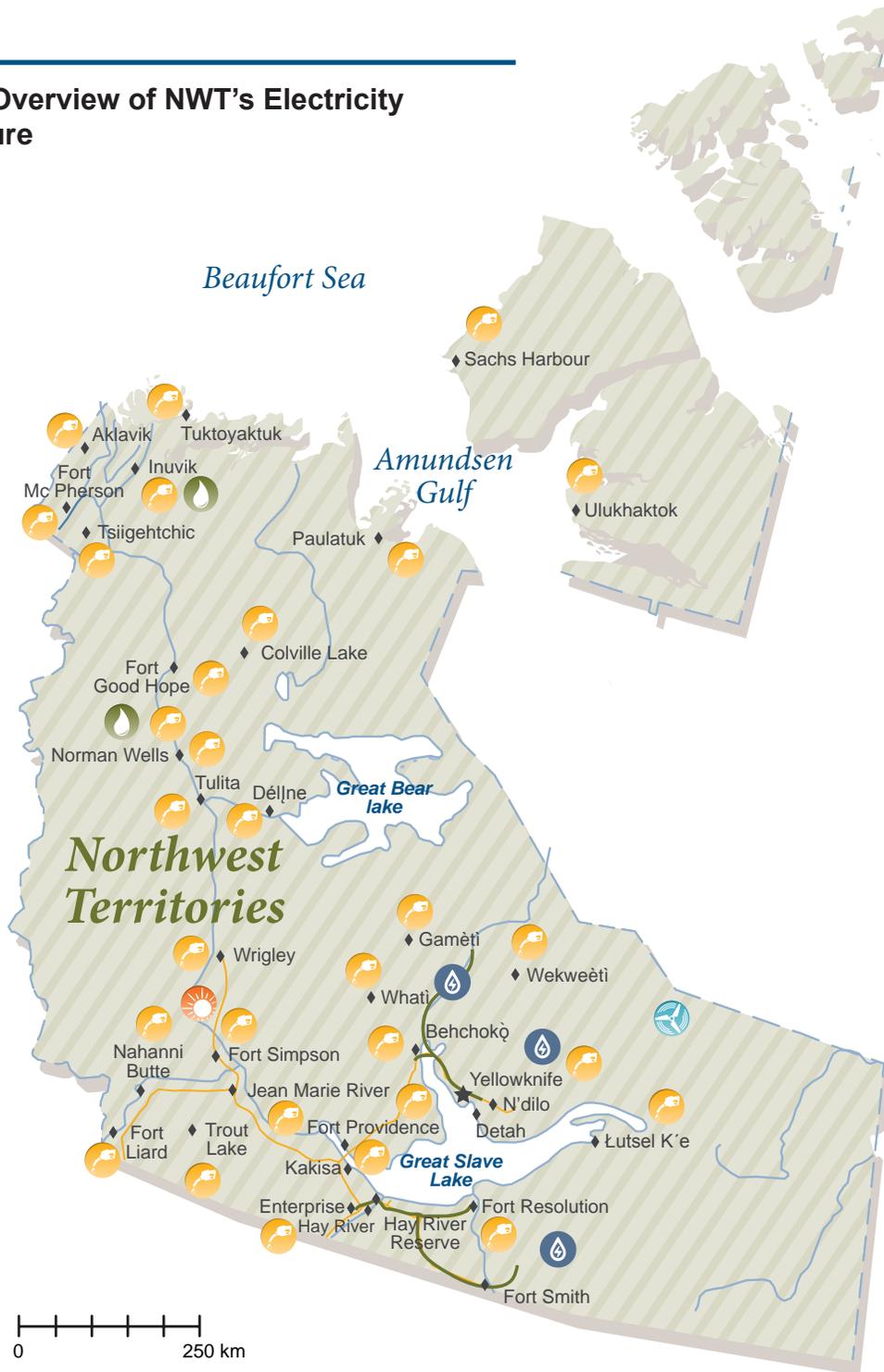


Wind

— Electricity transmission and distribution lines



Figure 4 – Overview of NWT’s Electricity Infrastructure



0 250 km

Generating stations



Diesel



Hydro



Wind



Solar

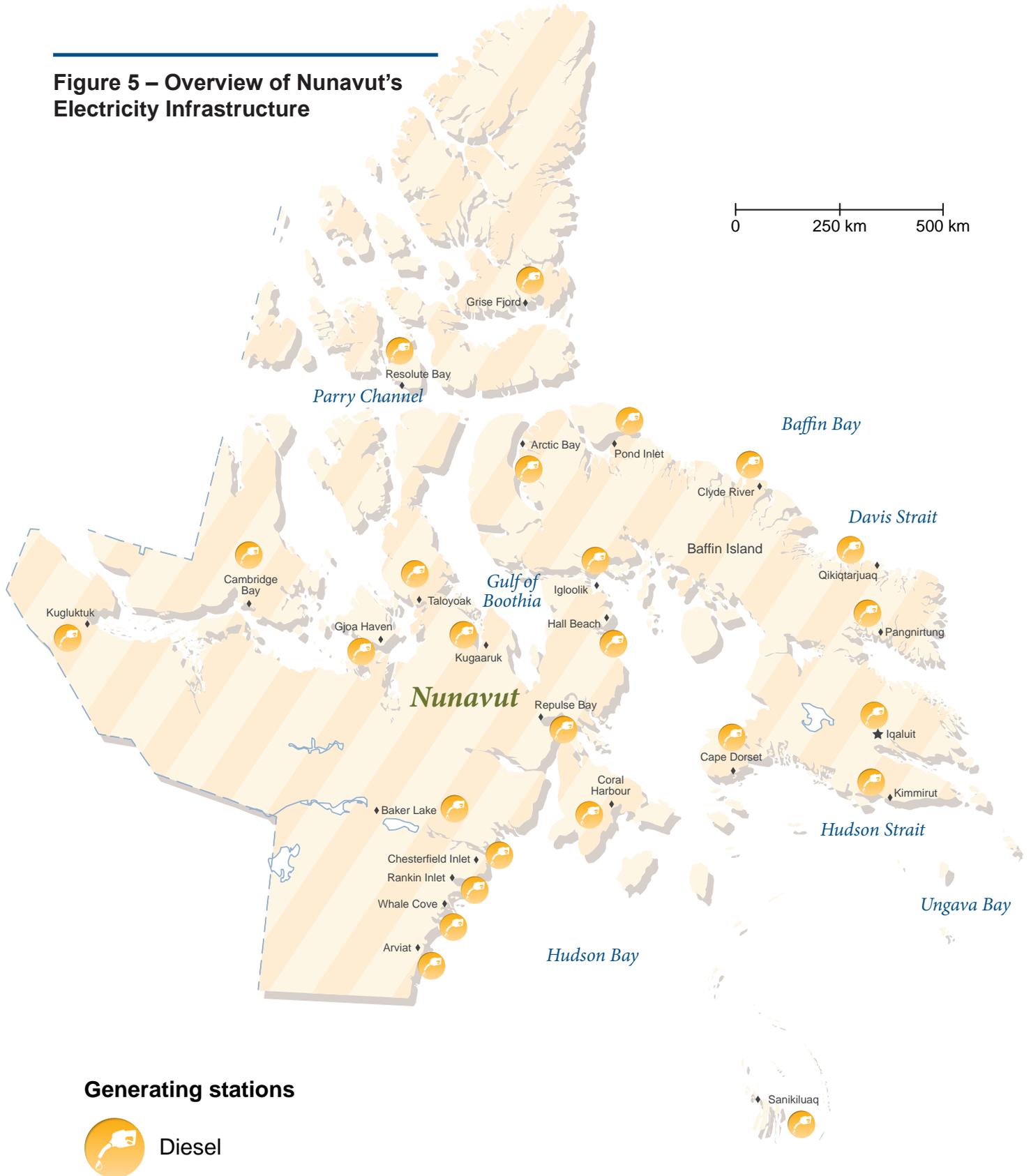


Naturel gas

— Electricity transmission lines



Figure 5 – Overview of Nunavut's Electricity Infrastructure





Comparing Electricity Generation

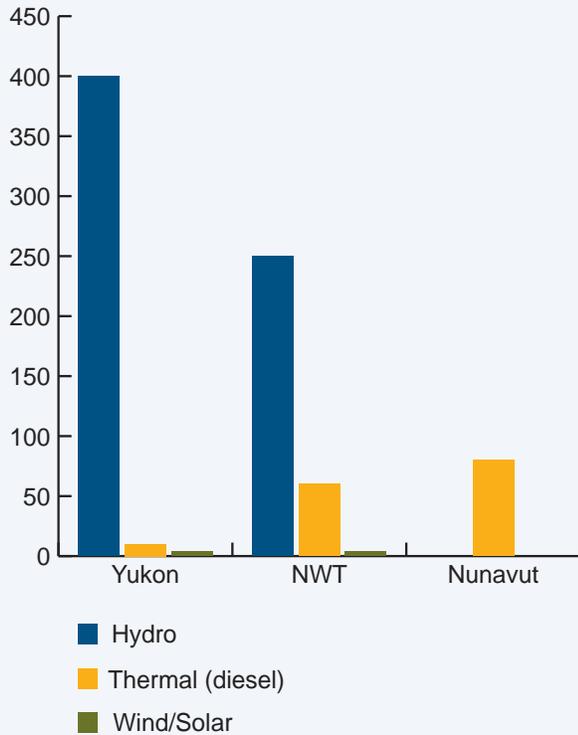
Electricity is produced, transmitted and delivered to territorial communities via regulated public and/or private utilities.

| | |
|----------------|--|
| Yukon | Two regulated utilities generate and distribute electricity. Yukon Energy Corporation (YEC) is the territory's public utility and it produces most of the power, and owns and operates most of the grid. ATCO Electric Yukon (formerly Yukon Electrical) is a private utility and the major distributor of electricity; as such the company is YEC's primary customer. ATCO Electric Yukon generates and distributes electricity in six communities, five of which are Yukon's off-grid diesel communities. |
| NWT | NWT's public utility, Northwest Territories Power Corporation (NTPC), produces and distributes electricity to consumers in 26 of the territory's 33 communities and supplies electricity on a wholesale basis to two distributing utilities which then provides electricity to customers in Yellowknife and the Hay River area. ²¹ The two distributing utilities are called Northland Utilities (N.W.T.) Limited and Northland Utilities (Yellowknife) Limited, which are owned by ATCO. ²² Northland Utilities generates and distributes power to some diesel-powered communities. |
| Nunavut | The Qulliq Energy Corporation (QEC) is Nunavut's public electricity utility and the only generator, transmitter and distributor of electrical energy in the territory. |

In 2013, most of Yukon's electricity mix was supplied by hydro at 94.7%, followed by diesel at 5.2% and a small amount of wind energy at less than 0.1%. Currently, all power is generated by Yukon's two regulated utilities; no mines self-supply their electricity. Mines account for roughly 10% of total electricity consumption in Yukon.



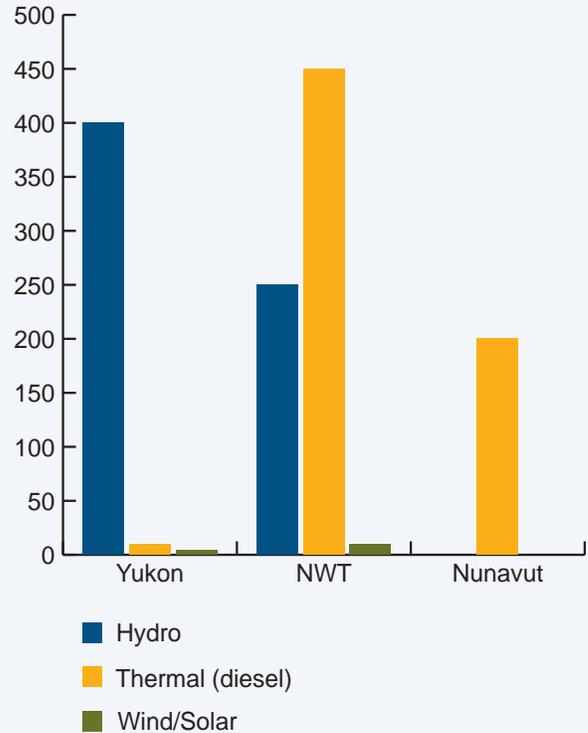
Figure 6 – Territorial Electricity Generation by Electric Utilities (GW/h) 2013



Note: GW/h equals Gigawatt per hour.

Source: Figure prepared by the Library of Parliament using data obtained from Statistics Canada, Table 127-0007, "Electric power generation, by class of electricity producer, annual (megawatt hour)," CANSIM (database).

Figure 7 – Territorial Electricity Generation by Electric Utilities & the Industrial Sector (GW/h) 2013



Note: GW/h equals Gigawatt per hour.

Source: Figure prepared by the Library of Parliament using data obtained from Statistics Canada, Table 127-0007, "Electric power generation, by class of electricity producer, annual (megawatt hour)," CANSIM (database); Nunavut includes an estimate of Agnico Eagle Mines Ltd's Meadowbank mine electricity output from [2011 Corporate Social Responsibility Report](#).

In 2013, NWT electricity mix was 75.6% hydro, 24.3% thermal (mostly diesel) and a small amount of solar. NWT's industrial sector (mostly mining and some oil and gas) produces its own electricity for off grid sites. In 2013, NWT's industrial sector produced significant power loads; in fact more electrical output was produced by this sector than the combined loads of every community in NWT. Nearly 4% of NWT's industrial sector's electricity was fuelled by wind power and 96% was powered by diesel and a small amount of natural gas.

Nunavut's utility produces the least amount of power and relies solely on diesel generation equal to 98.3 GW/h in 2013. Nunavut mining operations produced an estimated 125.4 GW/h of power from diesel.



Electricity Rates

Residential electricity rates in NWT and Nunavut are high compared to the rest of Canada while rates in Yukon are in line with southern provinces. The residential rate, in most places in Yukon, including Whitehorse is 12.14 cents per kWh applied on the first 1,000 kWh consumed per month and it is equivalent to the national average of 12.13 cents per kWh. The Yukon rate increases slightly as consumption increases. For example, for monthly electricity consumption between 1,001 and 2,500 kWh, the rate is 12.82 cents per kWh and for consumption over 2,500 kWh per month, it is 13.99 cents per kWh (see table 3).

In NWT, electricity rates vary widely. Generally, rates differ depending on whether a community is a hydro community or a thermal community (powered by diesel/natural gas). However, rates can vary within each community category of “hydro” and “thermal”. For hydro communities, residential rates range from 21 to 34 cents per kWh. In Yellowknife, a hydro community, the rate is 28.53 cents per kWh and this rate is used as a benchmark for the rate subsidy for all communities. This means that for all NWT communities, they receive the 28.53 cents per kWh residential rate on the first 1,000 kWh in winter. A resident’s consumption above this amount is subject to a non-subsidized rate. For most thermal communities it is 60.83 cents per kWh. The subsidy consumption threshold in the summer is 600 kWh (see table 4).²³

Table 3 – Yukon – Residential Rates 2015

| | |
|---------------------------------|-----------------|
| For the first 1,000 kWh | 12.14 ¢ per kWh |
| Between 1,001 -2,500 kWh | 12.14 ¢ per kWh |
| Over 2,500 kWh | 13.99 ¢ per kWh |

Source: Yukon Energy Corporation, [Rate Schedules \(1160\)](#)

Table 4 – NWT – Residential Rates 2015

| | |
|-------------------------------------|--------------------|
| Hydro Communities | 21 to 34 ¢ per kWh |
| For Most Thermal Communities | |
| Between September 1 and March 31 | |
| For the first 1,000 kWh | 28.53¢ per kWh |
| Above 1,000 kWh | 60.83¢ per kWh |
| Between April 1 and August 31 | |
| For the first 600 kWh | 28.53¢ per kWh |
| Above 600 kWh | 60.83¢ per kWh |

Note: All communities are subsidized to 28.53 cents per kWh on first 1,000 kWh in winter and first 600 kWh in summer.

Source: Northwest Territories Power Corporation, [Residential Electrical Rates, excludes the 1.17 cents per kWh NWT Stabilization Fund Rider.](#)



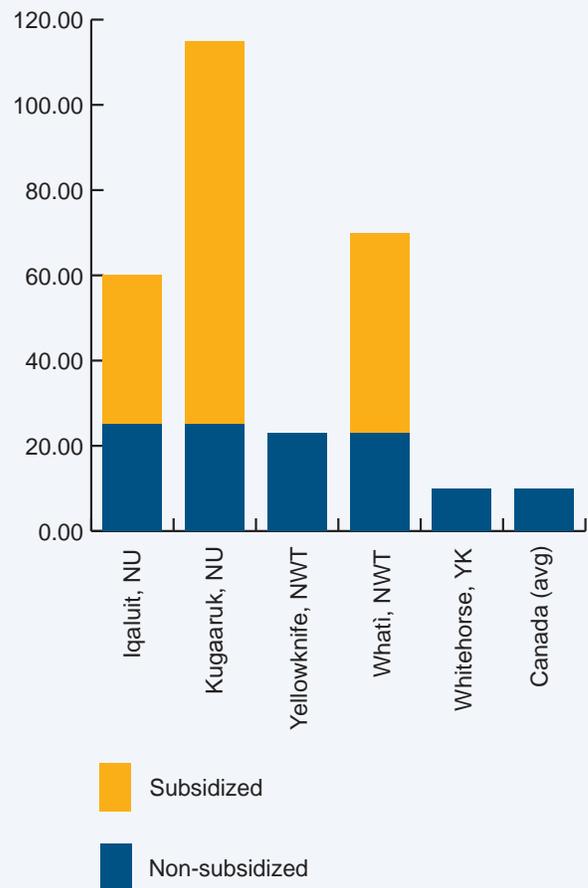
In Nunavut, all communities are subsidized to 30.15 cents per kW/h on the first 1,000 kWh per month in the winter or the first 700 kWh per kW/h per month in the summer. If consumption exceeds the threshold amounts, the full cost of servicing a community is reflected in its rate, thus unsubsidized rates vary for each community. The lowest non-subsidized rate is Iqaluit at 60.29 cents per k/Wh and the highest non-subsidized is Kugaaruk at 114.16 cents per KW/h (table 5).

Table 5 – Nunavut – Residential Rates 2015

| | Iqaluit | Kugaaruk |
|----------------------------------|-----------------|-----------------|
| Between October 1 and March 31 | | |
| For the first 1,000 kWh | 30.15¢ per kWh | 30.15¢ per kWh |
| Above 1,000 kWh | 60.29¢ per kWh | 114.16¢ per kWh |
| Between April 1 and September 30 | | |
| For the first 700 kWh | 30.15¢ per kWh | 30.15¢ per kWh |
| Above 700 kWh | 60.29 ¢ per kWh | 114.16¢ per kWh |

Source: Qulliq Energy Corporation, [Billings Centre](#)

Figure 8 – Residential Electricity Rates, Cents per kWh 2015



Note: Based on the first 1,000 kWh consumed in winter; Canada's rate is based on Hydro Quebec calculations –it is an average of 2014 rates from 10 Canadian cities.

Source: Figure prepared by the Library of Parliament using data obtained from [Yukon Energy](#), [Northwest Territories Power Corporation](#), [Qulliq Energy Corporation](#), and [Hydro Quebec](#).



B. Heating the Territories

Winters are longer in the territories resulting in far more days requiring space heating than the average Canadian household. Nearly every home and building in the territories is heated by burning furnace oil (diesel). It provides a reliable source of heat but it is relatively expensive and it emits GHGs and other air pollutants. In 2011, northerners consumed 219 million litres of diesel (and some propane) for heating. To put this figure in perspective, in the same year, 76 million litres of diesel were consumed for power generation²⁴.

The second largest heating source in Yukon and NWT is firewood used in conventional woodstoves. Nunavut has limited access to wood and therefore it is not an option for Nunavummiut households. In recent years, wood pellets have emerged as a rapidly growing alternative heating source, mostly in NWT, due in large part to government strategies to advance biomass in the region. Yukon recently released a draft biomass energy strategy for public discussion.²⁵

Wood Pellets

Wood pellets are small hard cylinders of compressed wood made mostly from sawdust derived from sawmills or wood products manufacturers. Pellets usually cost much less than oil or propane per unit of heat produced. They are carbon neutral if the wood in the pellets is harvested sustainably.

Both small and large scale biomass energy technologies have significantly improved over the last decade. Wood pellet boilers have the advantage of being carbon neutral, less costly and less polluting than diesel. It also has the potential to create a biomass economy through the harvesting of local wood supplies. In NWT, many commercial buildings and some homeowners have installed wood pellet heating systems. Also in NWT, wood pellet heating systems have been installed in schools, government buildings and health centres. A correctional facility in Whitehorse, Yukon has recently installed a biomass wood pellet boiler. Some of these projects have utilized district heating systems where a boiler system heats several adjacent buildings. Typically, biomass is better utilized for heating but it can also be used for power generation, mostly in combined heat and power systems.



Wood pellets

Courtesy of: Government of the Northwest Territories



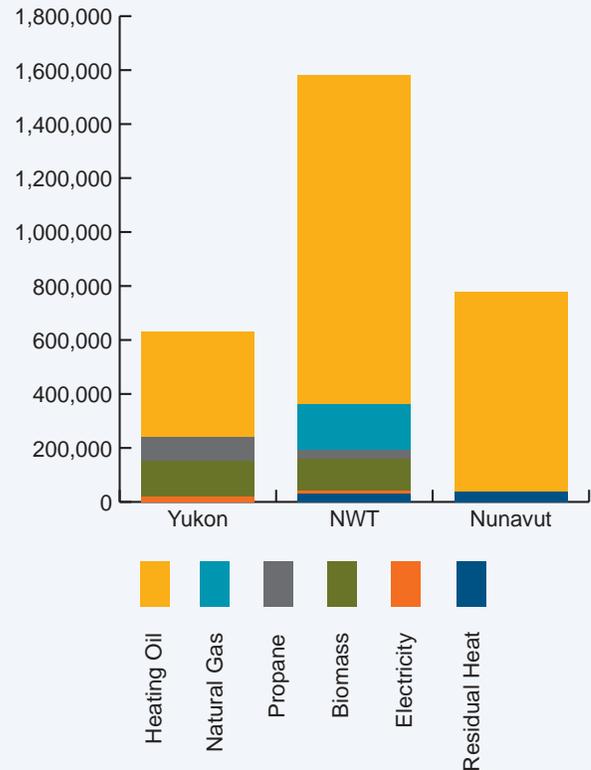
Currently, Inuvik, NWT is the only community in the territories that relies on natural gas for heating. Some propane is used for heating in Yukon and only minimally used in NWT. Yukon's lower electricity rates allow some households to install electric heating systems. All three territories have systems that capture waste heat from power generation (diesel) to heat nearby buildings though it is more prevalent in NWT and Nunavut.

C. Cold Climate Energy Innovation and Technologies

Northern Canada's harsh climate can be unforgiving on energy technologies where winter temperatures can remain below -40° C for prolonged periods. Existing technologies that operate cost-effectively in the South may not easily transfer to northern climates. Other considerations, such as permafrost, pose challenges to installing and operating otherwise proven energy technologies. Also, maintenance procedures and materials necessary to operate the technology must be sensitive to the realities of the territories where specialized skills and resources may not be in abundant supply.

Nonetheless, new technology is an enabler. It creates new possibilities. Emerging technologies designed for the northern climates can widen options many communities face in the territories. The committee heard from a number of witnesses about emerging technologies.

Figure 9 – Heat Generation by Source, 2010 MW/h



Source: Figure prepared by the Library of Parliament using data obtained from [Renewable Energy Inventory](#).



| | |
|--|---|
| <p>Waste biomass gasification</p> | <p>Converts solid waste into a gaseous fuel that is fed into diesel generators to produce heat and electricity. It would reduce diesel use in northern communities and help address municipal waste problems. One advantage is that it can be adapted into existing diesel generators. Canmet ENERGY, the federal government's science and technology research agency housed within Natural Resources Canada, is working on understanding the tars produced from biomass gasification and its long term effect on energy systems.²⁶</p> |
| <p>Northern modular homes</p> | <p>Canmet ENERGY is working on a rapidly deployable northern housing prototype. The goal is to help alleviate housing shortages in the North while employing leading energy efficiency technologies.²⁷ The prototype consists of a 1,000 square-foot modular structure that can be flattened for ease of transport and assembled by untrained labourers without specialty tools. The insulation value of the prototype is reported to be 20 times greater per inch than conventional insulation.</p> |
| <p>Geo-exchange heat pumps</p> | <p>Earth-energy systems that use ground source heat pumps have had limited application in northern climates. Cold ground temperatures in the bedrock of the Canadian Shield and permafrost are considered major limitations.²⁸ However, researchers are exploring the use of ground source heat pumps in the North to help maintain permafrost to provide continued support to existing buildings. Heat pumps would be used to cool the soil by extracting heat that would otherwise melt permafrost while that same heat would be used to heat the building.²⁹</p> |
| <p>Nuclear battery</p> | <p>Micro nuclear power plants (6 MW) could provide substantial electricity and heat to remote communities and mining sites. The committee was told that entirely modular reactors can be designed that do not use on-site waste storage and that can operate for 20 years without refuelling.³⁰ However, the implementation of a new type of nuclear technology in the territories would face sizable regulatory barriers. Also, reactors are required to be placed deep underground which would be a problem in permafrost regions.³¹</p> |
| <p>Ocean current and tidal energy</p> | <p>Nunavut is home to some of the most abundant sources of ocean current and tidal energy resources in the world. However, there are significant economic and technical challenges related to servicing isolated sites, cost of transmission connections, the challenges of sea-ice and overall harsh environment for installation, maintenance and repair.</p> |
| <p>Transforming plastic to synthetic diesel</p> | <p>During its fact finding trip in the territories in May 2014, committee members were informed of a technology that transforms waste plastic into synthetic diesel. The synthetic diesel required additives when used in temperatures below 10°C.</p> |



D. Oil and Natural Gas

Canada's territories are estimated to contain vast onshore and offshore oil and natural gas resources but are almost entirely untapped. Most prospects have occurred along the northern extension of the Western Canada Sedimentary Basin through the Mackenzie Valley to the Beaufort Sea.³² Major oil companies have filed extensive drilling proposals for the Beaufort Sea and recently there has been exploration activity for shale oil and natural gas in the Sahtu region within the central Mackenzie Valley area.³³

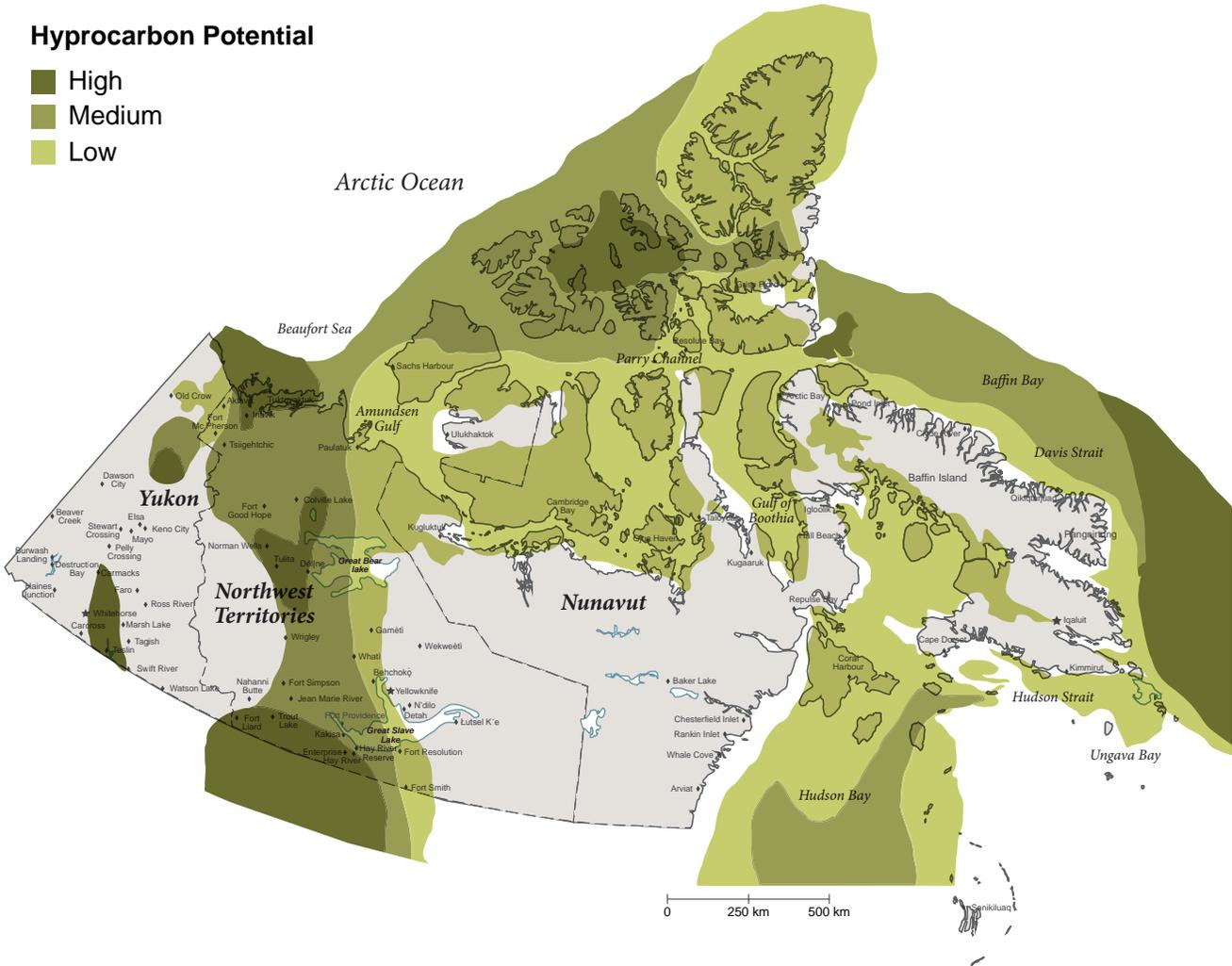
Yukon's petroleum sedimentary basins are located near and around Whitehorse, in the northern region of the territory, and within the Beaufort Sea. The Liard Basin, located in the most south-easterly region of the territory, has produced natural gas for many decades. Today, it is being newly considered for shale oil and natural gas development. There have been several major gas discoveries uncovering large petroliferous basins in the Arctic Islands, Canada's most northerly region. The eastern Arctic holds much promise for petroleum resources. However, most of the hydrocarbon activity in Nunavut is in its early phase of exploration.

Energy Jurisdiction

The Government of Canada has regulatory authority over natural resources (including petroleum resources) within offshore areas and on federal and frontier lands which includes Nunavut. Through devolution, Yukon and, more recently, as of April 1, 2014, NWT have gained responsibilities over management of onshore natural resources. Devolution discussions with Nunavut are on-going.



Figure 10 – Petroleum Resources in Canada’s Territories



Source: Map prepared by the Library of Parliament using graphic obtained from Aboriginal Affairs and Northern Development Canada submission to the Standing Senate Committee on Energy, the Environment and Natural Resources.

NWT is the only petroleum producing region North of 60°; most of the oil and gas production is situated at Norman Wells, located in the Western part of the territory, and is transported via pipeline to Alberta. Some oil is produced in Cameron Hills in south-western NWT and is also transported to Alberta. Both sites are in production declines.³⁴ Norman Wells and Cameron Hills also produce natural gas. The only other producing natural gas site is Inuvik which is located in the north-western region of the territory. Overall, natural gas production has been declining.



Developing home-grown supplies of petroleum resources in Canada's territories provides opportunities to fuel communities with fuel produced in the region. This has been achieved in a few communities in NWT that are near producing wells. The growth of natural gas generation in the territories may open additional possibilities of sourcing and developing indigenous supply chains within the territories.

VI. ENERGY OPPORTUNITIES AND CHALLENGES

Energy is at the forefront of policy discussions in the territories. Many witnesses tied the territories' economic future with the need to address its energy challenges. In fact, addressing energy challenges is what territorial premiers identified in 2014 as one of four pillars for a vision of a prosperous North.³⁵

The following section provides a closer look at the energy strategies, opportunities and major energy initiatives designed to address each territory's energy challenges.

YUKON

In 2009, the Government of Yukon introduced a ten year *Energy Strategy for Yukon*. The strategy focused on four priorities: 1) energy conservation and efficiency; 2) increasing the supply and use of renewable energy; 3) meeting current and future electricity needs; and 4) managing responsible oil and gas development.³⁶

Key actions included:

- Increase energy efficiency in Yukon by 20% by 2020
- Increase renewable energy supply by 20% by 2020
- Create strategic opportunities to replace imported diesel fuel with Yukon's oil and gas resources
- Develop a competitive and comprehensive oil and gas regulatory regime emphasizing performance-based compliance

Yukon has released two progress reports on its energy strategy. In its latest progress report in 2012, the government stated that increased hydro generation capacity completed in 2011 has helped Yukon exceed its 20% renewable energy target and that it is on course to achieving its energy efficiency targets. Yukon is continuing its legislative work to modernize its oil and gas regulations and has developed related guidelines and directives.

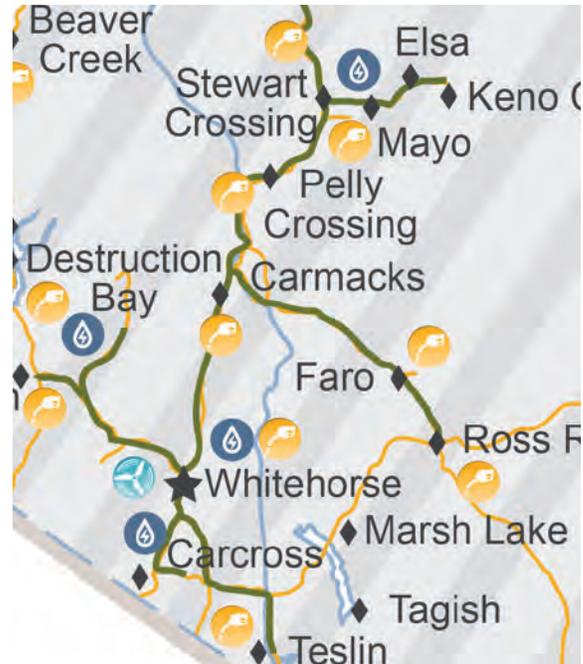


Opportunities, Initiatives and Projects

A. Next Generation of Hydro

Yukon's existing electricity system relies on four hydro facilities with back-up diesel generation which are all connected to an electricity grid.

- Whitehorse Rapids plant (40 MW) located in Whitehorse on the Yukon River. In the winter, when the flow in the Yukon River is reduced, the plant produces roughly 25 MW.
- Aishihik Hydro Facility (37 MW) located 110 km northwest of Whitehorse. Its turbines are buried 110 metres underground.
- Mayo facilities [Mayo A (5 MW) and Mayo B (10 MW)] located about 400 km north of Whitehorse.
- Fish Lake hydro facility (1.3 MW) located south of Whitehorse. The facility is owned and operated by ATCO Electric Yukon, a private utility.



The committee was informed that Yukon's electricity system is operating at close to full capacity. As such, Yukon is considering options for future hydro projects. Yukon Energy Corporation's (YEC) parent corporation, the Yukon Development Corporation, is studying options for "Next Generation Hydro" to meet the long term energy needs of Yukon, 20 to 50 years into the future. The goal is to narrow the options to "one or two hydro developments with supporting renewable power and adequate transmission infrastructure."³⁷



Repairs to hydro turbine, Yukon

Courtesy of: Yukon Energy Corporation



Yukon is also exploring smaller-scale hydro projects with pump storage. A pumped storage hydro system is one in which energy in the form of water is stored. When electricity demands are low, water is pumped from a lower elevation reservoir. This stores the energy and, during higher demand periods, the water is released to generate electricity. Storage options would allow YEC to store hydro resources which are currently wasted during the summer period when load demand is at its lowest. Currently, the Aishihik (37 MW) facility is the only hydro facility in Yukon that can store energy in the summer when demand is low and release it in winter when demand is high.³⁸ YEC is also considering buying power from the Taku River Tlingit's hydro facility in Atlin, British Columbia near the Yukon border. The facility currently has about one megawatt of excess power.³⁹

B. Natural Gas Generation

At this time, there are no natural gas generators operating in Yukon. However, several natural gas projects are being advanced. YEC is now constructing a facility to house three LNG generators in Whitehorse. The units would replace two aging diesel generators used for back-up power.

The Western Copper and Gold mining company is planning to install natural gas turbines to serve as the main generating station at its proposed Casino mining project located 380 km northwest of Whitehorse.⁴⁰

C. Wind Generation

Yukon has two utility-scale wind turbines on Haeckel Hill near Whitehorse with a combined installed capacity of 800 kilowatts (kW). The committee heard that YEC was completing wind resource monitoring and feasibility assessments of wind farms at two potential sites in Yukon: 1) Mount Sumanik near Whitehorse; and 2) Tehcho (formerly Ferry Hill) near Stewart Crossing. The project sizes are between 5-20 MW of installed capacity.



Haeckel Hill wind turbines, Whitehorse, Yukon
Courtesy of: Yukon Energy Corporation



D. Independent Power Producers

Yukon is expected to release the final version of an Independent Power Producers (IPP) policy in 2015.⁴¹ This would allow Yukon utilities to purchase electricity from non-utility power producers to help the territory meet its future power needs. The goal is to support the expansion of environmentally sound and affordable electrical supply while respecting the integrity of the existing electrical system.

Any additional IPP supply to the hydro grid system is limited to local renewable sources such as wind, hydro, geothermal, biomass and solar. Natural gas is included as a supply option for diesel powered communities. There will be restrictions on the size of IPP to reflect the technical limitations of Yukon's isolated electrical system to minimize the financial risk to Yukon's power customers.⁴²

E. Biomass for Heating

On April 27, 2015, the Yukon government released a draft biomass strategy for public feedback. The intent of the strategy is to reduce Yukon's dependence on imported fossil fuels by optimizing the use of Yukon-harvested wood to meet the territory's heating needs through modern biomass technologies. The goal is to reduce heating costs for Yukoners, create jobs in the local forest and heating industries, reduce GHGs, and move towards renewable energy sources and greater energy self-sufficiency.⁴³

F. Energy Efficiency, Conservation and Small Scale Renewable

The Energy Solutions Centre (the Centre), a branch of the Yukon government's Department of Energy, Mines and Resources, plays a leading role in promoting energy efficiency, conservation and small scale renewable energy. The Centre administers several programs and services including financial rebates for home and commercial retrofits, energy efficiency appliances and heating systems. It administers the micro-generation program which provides financial incentives to individuals who produce electricity from renewable sources and sell surplus power to the grid.⁴⁴

Yukon Energy Corporation partnered with ATCO Electric Yukon and the Yukon government to develop *inCharge*, a formal electricity conservation plan for the territory. The program provides rebates for LED lighting and block-heater timers, offers giveaways of other low costs energy efficient products and advice on how to conserve energy.

G. Transmission Connection with Alaska

In 2014, the Governments of Yukon and Alaska jointly issued a Request for Proposals (RFP) to assess the feasibility of developing electrical and telecommunication connections between Yukon and southeast Alaska. There is an opportunity to coordinate different peak loads since Yukon has more demand in the winter and Skagway, Alaska, has higher demand in the summer due to the cruise ship industry.



H. Shale Oil and Gas Development

Yukon's Department of Energy, Mines and Resources advised the committee that existing territorial natural gas resources could meet the energy needs of Yukoners for many decades and be a major contributor to the economy.⁴⁵

Yukon has eight onshore sedimentary basins, four of which have a high potential for shale oil and/or gas, but only the Liard and Eagle Plain basins have active dispositions. Shale gas is currently being produced on the British Columbia portion of the Liard Basin.

The Government of Yukon is proposing to allow hydraulic fracturing activity only in the Liard Basin pending support from affected First Nations. In response to a report tabled in January 2015 by the Yukon Legislature's Select Committee Regarding the Risks and Benefits of Hydraulic Fracturing, the government committed to continued public consultation. It also committed to conducting an economic study, expanding groundwater monitoring and seismic baseline data, and examining the regulatory processes to ensure human health and the environment are protected.⁴⁶

NORTHWEST TERRITORIES

In December 2013, the Government of NWT introduced the *Northwest Territories Energy Action Plan* (Energy Plan) in conjunction with *A Vision for the NWT Power System Plan* (PSP), developed by the NWT Energy Corporation, a Crown corporation that has since been consolidated within the Government of Northwest Territories (GNWT). The Energy Plan outlines short term action items and funding commitments to reduce NWT's high cost of energy and the impact of fossil fuel consumption has on the environment.⁴⁷ The Energy Plan builds from targeted strategies already introduced for biomass and solar energy. The PSP maps out energy priorities and short, medium and long term options available to NWT's electricity system.

Both the Energy Plan and PSP were advanced with the help of an "energy charrette" hosted by the GNWT in 2012. A charrette is a technique for consulting and work-shopping problems among a group of stakeholders; in this case, the energy charrette tackled the territory's future energy options. A second energy charrette was organized in November 2014 to assist the GNWT in reconsidering energy planning options in light of high capital cost estimates in implementing the PSP and reduced generation capacity in the hydro-electricity system.



Source: Figure prepared by Library of Parliament using data obtained from [Renewable Energy Inventory](#).



The second charrette report identified energy affordability as the number one energy policy objective. It also emphasized a decentralized approach to energy planning that leverages each community’s attributes.⁴⁸

The Energy Plan focusses on the territory’s electricity system, biomass energy for heating and energy efficiency and conservation. The government is concerned about high energy costs and its reliance on non-renewable energy sources.⁴⁹ GNWT is also developing an oil and gas strategy into unlocking the potential of its extensive petroleum resources.⁵⁰

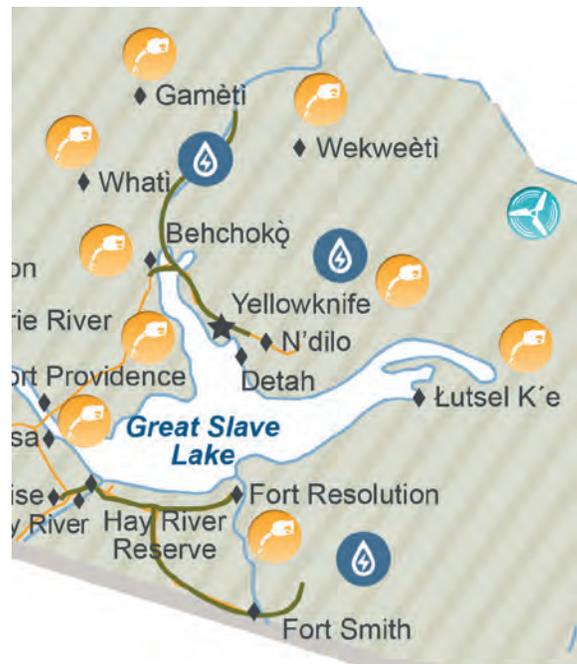
Opportunities, Initiatives and Projects

A. Hydro Challenge and Increasing Connectivity

Most communities in NWT rely on thermal generation (predominantly diesel) but most of NWT’s population is located in the southern region (for example Yellowknife) and is served by hydro power. There are two multi-community grids: the Snare grid and the Taltson grid. Both grids are located along the Great Slave Lake but they are not linked to each other. The Snare grid serves Yellowknife and surrounding communities north of the lake with hydropower from the Snare Hydro System⁵¹ (30.2MW) and the Bluefish Hydro plant (7.5 MW). The Taltson grid located south of the lake is served by power from the Taltson Hydro plant (18 MW).⁵²

The lack of connectivity between NWT’s two grids and the absence of a link with the continental grid leads to costly and inefficient outcomes. Both grid systems produce the most electricity when water levels are high in the summer but when load demand is at its lowest.

Conversely, during winter months when the population draws the most power, the water levels are low. The President and CEO of NTPC, Emanuel Da Rosa, told the committee that this mismatch results in roughly 30 to 50% of “spilled” water every year.⁵³ The hydro plants have limited ability to hold back water since they are run-of-river facilities without significant reservoirs. A spill occurs when water that may have been used to generate electricity is diverted away from the turbines and is not used to generate electricity due to either low electricity demands or excess water flow.





Snare Rapids hydro, NWT

Courtesy of: Government of the Northwest Territories

The Snare Hydro System increasingly relies on diesel back-up power to achieve peak load requirements which adds to the cost of servicing consumer demand. In fact, the territorial government intervened in 2014 with a \$20 million contribution to the NTPC when water reached low levels at the Snare system, to prevent electricity rate increases.⁵⁴

Mr. Da Rosa explained that the current NWT hydro systems increase the risk of triggering an outage if there is a problem at one of the generation stations. Yellowknife's outage rate is roughly four times that of the rest of the country.⁵⁵ To address this problem, the NTPC is examining if large batteries can be a cost effective means to store excess energy during low load times to be used at a later time during peak demand. The committee was told that such an investment would cost approximately \$10 million. Batteries can store energy for short periods of time; they could not feasibly be used to carry the excess energy from the summer into winter.



B. Transmission Connection

Many problems with NWT’s hydro system could be addressed if both grid systems were connected as well as linked to mines and to the continental grid, most likely via Saskatchewan, the closest connecting point.

The advantages of NWT’s transmission expansion:

- NWT would have a reliable supply of energy in the event of outages (planned or unplanned).
- NWT could better balance and manage its loads between the two territorial grids and sell excess power to the continental grid.
- Mining companies would have reliable access to non-emitting power that could serve to extend the productive life of mines and encourage new investment. It would also reduce the consumption of diesel.
- New generation projects could be scaled based on economic efficiency instead of being constrained to incremental additions to generation based solely on regional customer demand.
- It would increase the feasibility of further expansion of the grid to connect isolated thermal communities.

High capital cost is the single biggest obstacle facing this project, as the cost of the build-out of the transmission grid is beyond the financial capacity of the territory. Mr. Da Rosa explained that the total estimated cost of the project is \$1.2 billion. The transmission link to Saskatchewan with the Taltson grid system is \$200 million but the bulk of the load and capacity is located in the Snare grid system serving Yellowknife. To make the project worthwhile, both grids would have to be connected. Linking the two existing grids is \$750 to 800 million and tying in nearby diamond mines would cost \$200 million – mining companies would fund this interconnection.

The committee was told that to keep power rates at current levels, the government would have to contribute \$400 million. The committee learned that NWT considered funding the project because of the many positive larger benefits to the economy and environment but the project was ultimately shelved because it exceeded GNWT’s borrowing capacity.

Table 6 – Estimated cost of NWT Transmission Expansion and Intertie with Continental Grid (\$millions)

| | |
|---|----------------|
| Transmission link from Taltson grid to Saskatchewan | \$200 |
| Connecting the Taltson and Snare grids | \$800 |
| Transmission links to nearby diamond mines | \$200 |
| Total | \$1,200 |

Source: Table prepared by Library of Parliament based on testimony. (See endnote 55)



C. Solar

“ ...one of the largest opportunities for the NWT really exists in solar ”

Emanuel Da Rosa,
President and CEO, NTPC

It may seem surprising but the GNWT is emphasizing the use of solar energy as a means to displace diesel generation. According to NWT's Energy Plan, small diesel powered communities that have the least efficient diesel systems and consequently high fuel costs are being targeted for solar installations.⁵⁶

There are numerous small-scale solar installations in the territory. Fort Simpson is the site of NWT's first large installed solar photovoltaic (PV) facility at 104 kW. It generates roughly 1.5 % of the community's annual electricity generation. The panels span the size of a football field and the project was nearly entirely subsidized by the government of NWT to remain on par, in terms of cost, with diesel generation.⁵⁷ Batteries are being considered, which would have a dramatic effect on energy output, raising the solar facility's contribution to 30% of the community's annual electricity needs.



Solar array in Nahanni Butte, NWT

Courtesy of: Government of the Northwest Territories

The latest large solar project is located in Colville Lake, which is expected to have an installed capacity of 135 kW and generate 30% of the community's annual electricity needs with the help of batteries. The batteries were purchased with funding assistance from the federal government's ecoENERGY for Aboriginal and Northern Communities Program. The panels would allow the local diesel plant to shut down during most of the summer. The committee was informed that solar generation still required territorial government support to keep energy costs in line with diesel.⁵⁸ However, the committee heard that cost of installing solar energy dropped 30% in the three year span between the Fort Simpson and Colville Lake projects.⁵⁹



D. Natural Gas Generation

There are two communities in the territories that rely on natural gas generation: Norman Wells and Inuvik and both of them are located in NWT.

| | |
|--------------|--|
| Norman Wells | This community relies on purchased electricity from a natural gas powered oil facility operated by Imperial Oil Resources Limited. |
| Inuvik | In 2013, NWT installed the first LNG generation facility in the North in Inuvik. ⁶⁰ Its installation was hastened by the need to provide generation to the community which had previously relied on natural gas sourced from nearby production wells that stopped flowing in 2012. LNG is transported by truck from southern B.C.. However, there are potential opportunities to source LNG from Northern B.C. such as Spectra Energy in Fort Nelson. |

The territory is exploring the potential of expanding LNG generation to other communities that have year round road access.⁶¹ Existing diesel plants can be converted so that electricity can be produced by either diesel or natural gas. Essentially, NWT is exploring means to exploit the LNG supply chain created by the LNG plant in Inuvik.

E. Wind

The territory’s first large scale wind facility became operational in September 2012. The hybrid-diesel facility was entirely funded and operated by the private sector to supplement diesel generation at a remote mine site. The facility is located at the Diavik Diamond Mine Inc. site 400 km north east of Yellowknife.⁶² It consists of four ENERCON wind turbines that have a combined installed capacity of 9.2 MW. In 2014, it supplied 10.5% of the mine’s power needs, displacing 4.9 million litres of diesel fuel.⁶³

The mine is only accessible for eight weeks of the year by a seasonal winter road. Representatives from Diavik Diamond Mine Inc. told the committee that the wind turbines result in savings of \$6 million a year in fuel purchase, transportation and storage costs.⁶⁴

The company worked with the wind turbine manufacturer to adjust maintenance and operating procedures in adapting the wind farm to the extreme Arctic climate. Diavik Diamond Mine Inc. is sharing its knowledge and lessons learned with the GNWT and others including proponents of the Raglan Mine project in northern Quebec which is contemplating wind turbines to displace diesel consumption.



Wind turbine at Diavik Diamond Mine, NWT
 Courtesy of: Diavik Diamond Mine (2012) Inc.



Despite the success of the wind turbines at Diavik Diamond Mine, wind energy plays a minor role in supplying electricity to NWT communities. The government is investigating certain regions with favourable wind resources but the committee was told that for the most part NWT does not have good wind resources.⁶⁵ Thus, there are only a few places that show promise, with the biggest potential in the Beaufort Delta area near Inuvik.⁶⁶

Low electricity loads in most communities are a challenge due to the intermittency of wind power, since most communities cannot optimize its wind resources to make it economically viable. In contrast, Diavik Mine's load was equivalent to all of Yellowknife's electricity needs. Therefore, if the wind is blowing hard, the mine can fully optimize its wind power. Other challenges include the cost of constructing transmission lines that connect wind resources to the nearest community power connection.

F. Advancing Biomass for Heat and Power

NWT has strongly supported biomass heating systems as a substitute for oil-fired heating. As of 2014, wood pellet supply was available in 14 communities and multiple wood pellet heating systems have been installed in residential, commercial and institutional buildings. The committee members were told that biomass heating can provide 30-50% in savings compared to oil furnaces and the energy source is carbon neutral.



Wood pellet boiler installation at Chief Jimmy Bruneau School in Behchoko, NWT

Courtesy of: Government of the Northwest Territories

Pellets sold in NWT come from Canadian manufacturers mostly located in British Columbia, but some pellets are also shipped from Alberta.⁶⁷ Wood pellets are derived from wood manufacturing waste and are competitively priced which makes it difficult to nurture local supply sources. The government is exploring ways to encourage local production, including harvesting residue biomass from road building and maintenance, forest thinning, forest fire burn areas, cardboard, paper or construction and demolition waste and fast growing willow or deciduous trees.⁶⁸



Jan Larsson, Founder of Energy North, a biomass wood pellet heating company in NWT, told the committee that there were several barriers to the biomass energy installations in NWT.⁶⁹ The committee heard that existing regulations, standards and certification regimes were not keeping pace with advances in biomass technologies. Also, Mr. Larsson told the committee that homeowners who install wood pellet boilers face punitive home insurance rates in Canada compared to those who have installed diesel furnaces.

Biomass Cogeneration

The main use of biomass is for space heating and not electricity generation because much of the energy is lost during the conversion to electricity. However, it is typically cost effective to use biomass heat loads to produce electricity as a by-product. Mr. Da Rosa told the committee that utility scale biomass generation options were generally more costly than diesel or LNG generation but that there may be larger environmental, social and economic benefits to communities that might warrant government support for biomass generation.⁷⁰

Jeff Philipp, President and CEO of SSi Micro Ltd., explained that an opportunity exists for a biomass co-generation facility in his community of Fort Providence, NWT. Mr. Philipp is also the owner and operator of the Snowshoe Inn which has earned international attention for cost-effectively operating an on-site diesel electricity and heat co-generation system.⁷¹

Mr. Philipp believes that the Snowshoe Inn's success can be transferred to a community-wide project. He proposes to install a biomass co-generation (heat and electricity) facility using locally harvested woodchips. The electricity generated would be sold into the local grid while a district heating system would supply heat to nearby buildings. The goal is to create a not-for-profit community foundation owned by Aboriginal partners that would operate the facility.⁷²

G. Energy Efficiency, Conservation and Small Scale Renewable

NWT promotes energy efficiency, conservation and alternative renewable energy generation through the Arctic Energy Alliance (AEA). AEA is a non-profit society originally established by the NWT government in 1997 to consolidate the activities of NWT departments and agencies that have an interest in energy related matters.

The AEA offers a variety of services and programs, including financial rebates for the purchase of eligible energy efficiency appliances, residential insulation, air sealing and energy efficiency upgrades of commercial buildings. AEA also promotes and helps fund alternative energy technologies such as solar, wind, wood pellet heating, biofuel/synthetic gas and ground source heat pumps.



Louie Azzolini, Executive Director of the AEA, told the committee that AEA's highest priority was promoting energy efficiency. He pointed out that all its programs were oversubscribed. He believed that AEA's strength lies with its local front-line approach -its staff are spread across many regions of the territory.⁷³

Not all energy related programs are managed by the AEA. For example, the Department of Environment and Natural Resources administers the Energy Conservation Program which helps community-funded departments, boards and agencies and non-profit organization reduce their use of electrical and heat energy and water by upgrading existing lighting, heating, ventilation, water and electrical systems.⁷⁴

NUNAVUT

In 2007, Nunavut released its energy strategy, *Ikummatiit*. It is intended to guide Nunavut's energy policies and related government programs and activities until 2020. The main objective is to reduce Nunavut's dependency on fossil fuels. The strategy's policy actions are outlined into four themes:

- Energy conservation and efficiency
- Alternative energy, including the development of hydroelectricity
- Better management practices
- Oil, gas and uranium development

Nunavut's Energy Secretariat, housed within the Department of Economic Development and Transportation, is responsible for the development, coordination and delivery of Nunavut's energy strategy.⁷⁵

The Government of Nunavut (GN) pays, directly or indirectly, almost 80 per cent of all Nunavut's energy costs –this includes subsidies to keep the cost of energy affordable. Nunavut currently has no incentives or programs supporting renewable energy or energy efficiency technologies.⁷⁶

The GN purchases, transports, stores, and distributes all petroleum products in Nunavut except for two communities (Iqaluit & Cambridge Bay) where the distribution and inventory management is outsourced. In the remaining locations, the GN uses local contractors to provide the required services.⁷⁷

Nunavut's petroleum fuel needs including fuel for electricity generation are forecasted then purchased annually in bulk by the government. The fuel can only be transported by marine shipping during the summer months and it is stored in tanks in every community.



Opportunities, Initiatives and Projects

A. Aging Diesel Generation Infrastructure

Electricity in Nunavut is entirely fuelled by diesel generators. Qulliq Energy Corporation (QEC) generates and distributes electricity through the operation of 26 stand-alone diesel plants in 25 communities. QEC also supplies residual heat through district heating systems connected to ten diesel plants.⁷⁸ This was financed in part with funding from the federal government's ecoENERGY for Aboriginal and Northern Communities Program.⁷⁹



Arctic Bay, Nunavut

Courtesy of: Qulliq Energy Corporation



Communities are considerably dispersed throughout a massive area. There is no territorial electricity grid nor is there inter-community road access. Electricity systems in Nunavut are isolated and must be planned and operated independently. As of 2014, there were approximately 17 generating plants that had reached the end of their designed service life. Many of the diesel plants were once owned by the federal government via the Northern Canada Power Corporation. The territory anticipates that plant decommissioning will result in sizable environmental remediation costs.

In most communities, diesel generation is the only viable option for reliable base load power and will likely continue to be so for some time. That being said, having such a large fleet of diesel facilities operating past their life expectancy requires QEC to commit large portions of capital spending to replacing components and making upgrades to extend operating parameters.⁸⁰ Acquiring parts for these plants is a constant challenge. An aging facility increases the risk of power outages and, if a winter outage occurs, extensive damage can result due to freezing.

Table 3: Nunavut Electricity Plant Life Expectancies

| Plant Name | Constructed | Remaining Life |
|--------------------|-------------|----------------|
| Grise Fiord | 1963 | 0 |
| Qikiqtarjuaq | 1936 | 0 |
| Cape Dorset | 1964 | 0 |
| Cambridge Bay | 1967 | 0 |
| Kugluktuk | 1968 | 0 |
| Arviat | 1971 | 0 |
| Pangnirtung* | 1971 | 0 |
| Resolute Bay | 1971 | 0 |
| Taloyoak | 1972 | 0 |
| Rankin Inlet | 1973 | 0 |
| Arctic Bay | 1974 | 0 |
| Hall Beach | 1974 | 0 |
| Igloolik | 1974 | 0 |
| Kugaaruk | 1974 | 0 |
| Chesterfield Inlet | 1975 | 1 |
| Gjoa Haven | 1977 | 3 |
| Coral Harbour | 1988 | 14 |
| Whale Cove | 1991 | 17 |
| Kimmirut | 1992 | 18 |
| Pond Inlet | 1992 | 18 |
| Clyde River | 1999 | 25 |
| Naujaat | 2000 | 26 |
| Sanikiluaq | 2001 | 27 |
| Baker Lake | 2003 | 29 |
| Iqaluit | 2014 | 40 |

* There was a fire at this facility in April 2015.

While facilities may have reached the end of their operations design, this does not mean diesel generators in each facility have reached the end of their operating life.

Source: QEC's Energy Development in Nunavut, *Information Pamphlet* submitted to the Committee May 2014; table prepared by Library of Parliament.



B. Transmission Connection with Manitoba

There has been a long standing desire to establish a transmission link between Churchill, Manitoba and the mineral rich Kivalliq region of Nunavut. This link would connect Nunavut to the North American electricity grid, providing access to lower-priced hydroelectric power from Manitoba and serving to reduce diesel consumption, diesel shipping and storage, GHGs emissions, as well as spur mining investment in the region.

A Hudson Bay Regional Roundtable Energy Options Working Group has been established to examine the viability of extending the transmission grid. In May 2014, committee members were in Rankin Inlet to discuss the progress of this project with key stakeholders including the Kivalliq Inuit Association, municipal leaders and the Government of Nunavut.

Committee members were also given a tour of the Agnico Eagle Meliadine pre-production mine located near Rankin Inlet. Agnico Eagle representatives expressed enthusiasm for the proposed transmission link, underscoring the fact that high energy costs are a major obstacle for mining projects.

QEC is currently in discussion with Inuit development corporations who have expressed interest in partnering on the project. The transmission link is described within the context of a nation-building effort since it could unlock enormous mining resources and may enable the territory to be a net contributor to the economic wealth of Canada.



Transmission lines in snow, Manitoba
Courtesy of Manitoba Hydro



C. Hydro Power Options

QEC highlighted two potential hydroelectricity sites to help reduce the territory’s dependence on diesel generation.⁸¹ First, the Iqaluit Hydro Project, which has been considered for a number of years, has already been subject to several studies including baseline environmental and feasibility reports. The site is attractive because Iqaluit consumes roughly one third of all diesel burned in the territory. The project proposes two sites: 1) the Qikiqjjaarvik (Jaynes Inlet) site with an installed capacity of 10 to 14.6 MW; and 2) the Tungatalik (Armshow South) with an installed capacity of 6 to 8.8 MW. It was anticipated that both plants would be connected to the same transmission line. The Qikiqjjaarvik (Jaynes Inlet) plant was expected to be built first.⁸²

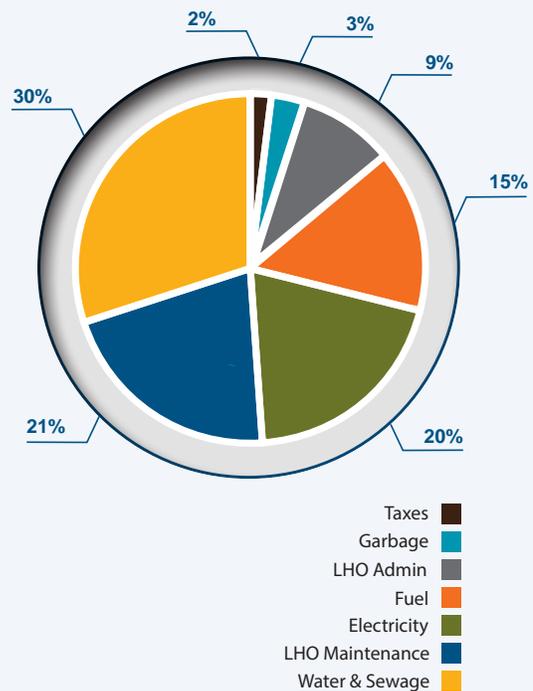
The committee was told the Iqaluit hydro project required \$6 million in further feasibility studies and that the Government of Nunavut decided to postpone the project and instead focus its limited resources on replacing, upgrading and maintaining existing diesel generation across the territory.⁸³

The second hydro site is in the Kivalliq region where several rivers could potentially serve nearby communities such as Baker Lake and Rankin Inlet, although it was also recognized that transmission costs would be extensive. The committee was told both projects would pay for themselves in the long term, but that capital costs were too prohibitive for the territory to be funded on its own.⁸⁴

D. Housing and Energy Efficiency

Unlike its territorial counterparts, most of Nunavut’s housing stock is owned or leased by a public agency, the Nunavut Housing Corporation (NHC). This means that NHC has a unique influence on energy consumption in Nunavut’s residential sector. NHC provides approximately 70% of the housing across the territory. Nearly 55% of housing stock is social housing while 15% is considered staff housing for Government of Nunavut employees. The committee was told that there is a serious housing shortage and much of the existing stock is overcrowded and needs repair.

Figure 11 – Breakdown of Public Housing Operation Cost, Nunavut 2013-14



Note: LHO is Local Housing Organization.

Source: Figure prepared by the Library of Parliament using data obtained from the Nunavut Housing Corporation, [Annual Report 2013–2014](#).



Expenses such as heat, water, sewage and maintenance are nearly entirely paid by NHC. The average annual operating cost per unit is \$24,800, of which electricity accounts for 20% and heating fuel (diesel), is 15%, of total cost per unit. Water and sewage account for 30% of total housing expenses.

NHC's social housing clients pay 6 cents per kWh, a highly subsidized rate for electricity. Lori Kimball, President and CEO of NHC, told the committee that this rate was not enough to influence energy efficiency or conservation behaviour. Also, many NHC clients are on social assistance and, therefore, the government ultimately pays the power bill.⁸⁵ NHC is looking into providing incentives to improve energy conservation but acknowledges the challenges in advancing this objective. The Corporation is working with QEC to streamline the highly administrative process in providing energy subsidies.

In terms of space heating, Ms. Kimball explained that one of the challenges was that the units have become so energy efficient and air tight that if clients turn off the air exchange systems, the unit becomes stuffy and uncomfortable.⁸⁶ This leads to doors freezing or mold issues, so they open windows. In some cases, the tenants find air exchange systems noisy or they place objects in front of the vents, particularly when there is overcrowding. The Corporation is working to raise awareness and provide incentives to prevent shutting down the air exchange systems.

VII. NATIONAL PRIORITIES FOR THE TERRITORIES

Introduced in 2009, the federal government's Northern Strategy shapes the country's national priorities in the North. The Strategy expresses a northern vision based on four pillars: 1) exercising Arctic sovereignty; 2) protecting the environment; 3) promoting social and economic development; and 4) improving and devolving Northern governance.⁸⁷ The Strategy builds from the Canadian identity and heritage as a northern country and reinforces the idea that the North's potential is strongly tied to the existing and future wealth of the nation.

The committee believes getting energy right in the territories is woven into every aspect of Canada's vision for the North. After over a year of examining territorial energy issues, it is clear that existing energy systems require change. In many communities energy costs are high and rising. There is heavy reliance on imported diesel and much of the territories' energy assets are at capacity, aging and underperforming, threatening the reliable supply of energy to northerners. These factors strain public resources and limit economic growth and prosperity. That being said, the committee also observed that territorial governments are advancing plans to diversify their energy mix through renewable generation, biomass and LNG and have placed a focus on promoting and funding energy efficiency and conservation programs. While it is still at its early stage, petroleum deposits hold promise for increased territorial energy self-sufficiency particularly in Yukon and NWT.



Nunavut's Energy Challenges

Energy challenges facing the Government of Nunavut stood apart from its territorial counterparts. Nunavut communities are more widely dispersed and isolated across an immense territory with very limited transportation access. Its climate is colder and its terrain is entirely above the tree line. There has been virtually no penetration of renewable energy technologies. The territory relies entirely on diesel power plants which are old and in need of immediate upgrading and/or replacement. The GN pays roughly 80% of all energy costs in the territory, much of this through direct and indirect energy subsidies.

Nunavut is faced with housing shortages and most of the homes in the territory are owned and managed by the Nunavut Housing Corporation. For those in social housing, there appears to be no meaningful pricing or financial incentive to encourage energy efficiency and conservation behaviour. Nunavut is also challenged by unemployment that is twice the national rate⁸⁸ and substantial reliance on social assistance. Territorial statistics indicate that 41% of Nunavut's population received some form of social assistance in 2013.⁸⁹

High dependency on social assistance conflicts with the strong sense of values, resilience and resourcefulness that have endured with Nunavummiut for centuries. Today, the lack of education, skills and mobility continues to unravel the social and economic fabric of the territory. It is the committee's view that the territorial government must address the wide gap between job requirements and available skills and, if necessary, encourage employment mobility.



Exercising Sovereignty

“ Canada would be wise to ensure that the footprints it places in the snow are deep and visible. ”

Louie Azzolini,
Executive Director, Arctic Energy Alliance

The integrity of Canada’s northern borders is not disputed internationally. However, over the foreseeable future, climate change and the global drive to supply mineral and petroleum resources will result in increased attention to the region. For example, diminishing sea ice caused by climate change is making the Northwest Passage, a waterway through the Canadian Arctic that connects the Pacific and Atlantic Oceans, more navigable. The Government of Canada considers this transit route to be within Canadian internal waters, a claim not shared among other nations.

Canada’s territories are sparsely populated by only 116,700 inhabitants while its landmass would rank as the seventh largest in the world if it were its own country. Many witnesses felt that Canada’s exercise of sovereignty would be reinforced if the northern communities prospered and Canadians maintained a strong presence in the territories. They saw increased federal funding and programming to the territories and its communities as intrinsically linked to Canada’s goal of exercising Arctic sovereignty.



Coast Guard patrol in Nunavut

Courtesy of: Fisheries and Oceans Canada



Committee Recommendations

While the federal government does not play a direct role in providing heating or electrical generation in the territories, the committee believes the federal government has a supporting role to play in helping to address territorial energy challenges, as well as its opportunities, especially in Nunavut.

The following section outlines the committee's recommendations:

A. Promote Energy Efficiency and Conservation

The committee believes that energy efficiency and conservation is the single most important method to reduce energy costs and the territorial dependency on imported diesel while meeting environmental objectives. Through the adoption of energy efficiency practices and technologies, it is possible to consume less energy while maintaining the same level of energy services. It is “low hanging fruit” when it comes to comparing available energy options.

While energy savings can be significant, there are often barriers associated with improving energy efficiency for businesses or households. They include: 1) the absence of an appropriate energy price signal; 2) the lack of information of the long term benefits of energy efficiency; 3) the lack of ability to finance energy efficiency investment/purchases; and 4) in some cases, there is a lack of access to energy savings products.

In order to address some of these barriers, both Yukon and NWT have introduced programs that provide financial incentives to purchase high efficiency appliances and furnaces and to undertake energy efficient retrofits on buildings and homes. Yukon has set a target of a 20% increase in energy efficiency by 2020, in its 2009 Energy Strategy. All territories have taken steps, through regulation and codes, to increase energy efficiency in homes and buildings.

Currently, the federal government plays a minor role in improving energy efficiency in the territories. For example, Natural Resources Canada's Office of Energy Efficiency does not administer initiatives or programs targeted for the territories. The committee believes the federal government should play a larger role in addressing barriers to energy supply and efficiency investment in the territories.

Recommendation I

That the federal government develop a strategic plan to actively improve energy efficiency and conservation in the territories.

B. Federal Funding for Communities

In addressing territorial energy challenges, witnesses emphasized that there is no single bullet solution. Some solutions may work for one community but not for another, depending on the attributes of each community and the availability of energy resources.

Territorial electricity utilities highlighted the challenges of balancing the desire to adopt renewable technologies with the often high costs and technical challenges associated with integrating them with the existing grid. However, it was also recognized that the project cost of renewable energy investments were decreasing. Additionally, most projects were seen not only through an energy or environmental lens but as a local job creator.



The federal government supports territorial communities in adopting renewable energy projects to reduce greenhouse gas emissions from electricity and heat generation through its ecoENERGY for Aboriginal and Northern Communities program. Typically, project support averages at around \$100,000. Past projects have included residual/district heating systems, advancing small hydroelectricity projects, wind, solar, biomass and geothermal technologies as well as community energy plans. Over a nine year period, a total of \$18.2 million has been spent on the ecoENERGY for Aboriginal and Northern Communities program and only 18% or \$3.2 million has been invested in territorial communities.⁹⁰ The remaining funds were distributed to aboriginal and northern communities outside of the territories. The committee believes that the program should be renewed, expanded and a larger share should be assigned to the territories.

Recommendation II

That the federal government significantly increase funding to the ecoENERGY for Aboriginal and Northern Communities Program with the objective of reducing the consumption of carbon-intensive fuels, increasing energy efficiency and enhancing community economic viability.

C. Coordinating Federal Resources for the Territories

There are numerous federal departments and agencies with mandates that impact, to varying degrees, energy circumstances in the territories. The committee is concerned that this may lead to a lack of cohesion and inefficiencies in policies, programs and resources related to energy in the territories.

The following is a list of federal departments and agencies that have responsibilities in the territories:

- Aboriginal Affairs and Northern Development Canada
- Canadian Northern Economic Development Agency
- Natural Resources Canada
- National Energy Board
- Environment Canada
- Canadian Polar Commission (to merge with the Canadian High Arctic Research Station (CHARS) to create a single large research hub for scientific research in Canada's high Arctic)
- Canada Mortgage and Housing Corporation
- Foreign Affairs, Trade and Development Canada
- Industry Canada
- Transport Canada

The committee believes that existing federal government resources for the territories should be coordinated under a single access and delivery point. It was felt that the extensive resources and expertise on energy policy and programs, aboriginal community support, research and development, energy technology assessments, mapping renewable energy potential, energy literacy and awareness, building codes and other regulatory regimes, infrastructure funding and environmental initiatives could be better coordinated within and among each department and agency via a federal energy resource and knowledge hub for the territories.



A federal resource and knowledge hub should build from the pan-territorial collaboration that currently exists in seeking solutions to shared energy challenges. It could compile best practices adopted across Canadian communities and in other northern countries and directly assist in case-by-case assessments of territorial communities' energy efficiency, conservation and energy resource potential.

The committee was informed of collaborations between Canada and the United States on northern energy issues particularly off-grid communities but felt that more can be done in partnership with other northern countries to share ideas and best practices.

Recommendation III

That the federal government create a federal resource and knowledge hub to focus on territorial energy issues and conditions, in supporting energy supply and technology evaluations, economic and environmental modelling and energy resource planning and assessments.

D. Federal Legacy Responsibilities in the Territories

Many of the existing electricity facilities operating today were once owned and operated by the federal government through the Northern Canada Power Commission (NCPC) before being transferred to the territories in the 1980s. Many of these are diesel powered generating facilities of which many have reached the end of their useful lives.

The committee was surprised to learn 17 of the 25 existing diesel facilities operating in Nunavut are operating beyond their design parameters. These aging facilities increase the risk of power outages posing a risk to public safety and resulting in costly repairs.ⁱⁱ

For example, on April 2, 2015, the diesel facility in the Hamlet of Pangnirtung stopped operating because it caught fire.⁹¹ This facility is nearly 45 years old and was operating beyond its life expectancy. The power outage resulted in a local state of emergency for the community that lasted a month. In order to restore reliable power to the community, four generators had to be airlifted using specialized Russian aircrafts: a large cargo aircraft and a specialized 70 foot-long twin engine helicopter.⁹² The cost of the operation (not including the cost of the generators) was roughly \$3 million.⁹³

The committee believes that this is an unsustainable situation. Also, it is clear that for many remote off-grid communities, especially in Nunavut, diesel is the only viable option for electricity generation. The committee holds the view that replacing existing generator systems with newer systems will allow more effective and efficient operation of the plant facilities avoiding costly and disruptive outages. Also, the committee believes there is a shared responsibility between the federal and territorial governments to address the challenges posed by aging diesel facilities which were a legacy of the Northern Canada Power Commission.

ⁱⁱ It should be noted that this does not mean the diesel generators housed within the facility have reached the end of their operating design.



Recommendation IV

That the federal government assist in the acquisition, upgrading and installation of diesel generating facilities in remote off-grid northern communities.

E. Energy Infrastructure Funding

All territorial governments underscored opportunities for large hydroelectricity projects and/or the benefits of connecting to the North American electricity grid in which they were financially constrained in advancing. Connecting electricity grids provides a means to share resources with southern neighbours and to access lower cost energy that could spur new mining investment and extend the lives of existing mines. Many witnesses framed these projects as nation building in scope and stated the need for federal funding.

The committee considered whether the Government of Canada commitment to provide a loan guarantee for the Lower Churchill projects in 2011 could be a model for major territorial energy projects.ⁱⁱⁱ The three conditions for the federal loan guarantee was that the projects have regional and national significance, economic and financial merit and significantly reduce greenhouse gas emissions in Canada. Federal officials with Natural Resources Canada told the committee that the federal government is open to discussing similar arrangements with territorial proponents if proposed projects carried similar characteristics.⁹⁴

The loan guarantee for the Lower Churchill projects has further terms and conditions requiring the provinces to put in place regulatory regimes that would recover project costs from electricity ratepayers, thus servicing the debt that was guaranteed. While this may limit some major project proposals in the territories due to small rate bases, the committee believes that terms and conditions for federal loan guarantees must ultimately have financial merit and be paid by ratepayers.

In response to territorial requests, the federal Budget 2015-16 announced proposed increases to the borrowing limits for NWT from \$800 million to \$1.3 billion and Nunavut from \$400 to \$650 million. The committee supports the federal government's announced changes to the territorial debt caps since the committee heard from territorial governments and utilities that low borrowing limits were an obstacle in advancing many energy projects.

The committee holds a view that the federal government should contribute, in some way, to help advance territorial energy projects. This could take the form of a federal infrastructure funding program for qualified territorial energy projects that promote cleaner air and reduce greenhouse gas emissions.

Recommendation V

That the federal government support infrastructure investment in qualified territorial energy projects.

ⁱⁱⁱ The Lower Churchill project consists of an 824 MW Muskrat Falls hydro generating station on Labrador Island, a transmission link to the Newfoundland and Labrador's electricity grid and linking to Nova Scotia's grid via underwater cables.



VIII. CONCLUSION

Much of the territories' existing energy assets and the design of its energy systems are a legacy of decisions made many decades ago. Many hydro facilities were built to power an emerging northern mining sector. Communities were equipped with diesel powered plants because it was the most reliable and affordable way to ensure energy is available when called upon. It is true that for most territorial communities, diesel is what warms the living rooms and keeps the lights on, and it is also true that diesel will likely continue to play an important role in powering the territory's future. However, many territorial energy systems are showing their age; energy assets including diesel generators are old and need to be upgraded or replaced.

At the same time, new ways of fuelling the territories are emerging. Renewable energy technologies such as solar and wind are integrating with diesel generation systems and are becoming less expensive. Biomass energy is creating cost effective alternatives to diesel heating, reducing carbon emissions and fostering biomass economies that create local jobs. Natural gas is beginning to show promise as a fuel capable of reducing diesel dominance in territorial communities and in the mining sector. In many areas of the territories, there are vast untapped hydro resources that can provide legacy assets for the next generation.

The next decade will likely be a pivotal time for the territories and its communities. The committee believes the federal government can play a pivotal role in helping the territories address their energy challenges while harnessing its energy opportunities from a stronger and more prosperous North.



Husky dog team on Baffin Island, Nunavut



APPENDIX A: WITNESSES

Meeting of May 7, 2015

Jan Larsson, Founder (Energy North)

Meeting of May 5, 2015

Sara Fisher-Goad, Executive Director (Alaska Energy Authority)

Floyd Roland, Mayor (Town of Inuvik, Northwest Territories)

Sean Skaling, Director, Energy Programs and Evaluations (Alaska Energy Authority)

Meeting of April 23, 2015

Dean Haslip, Director General, CanmetENERGY-Ottawa, Innovation and Energy Technology Sector (Natural Resources Canada)

Anoop Kapoor, Director, Renewable and Electrical Division (Natural Resources Canada)

Drew Leyburne, Director General, Energy Policy Branch, Energy Sector (Natural Resources Canada)

Laura Oleson, Director, Demand Policy and Analysis, Office of Energy Efficiency, Energy Sector (Natural Resources Canada)

Meeting of April 21, 2015

Chris Bertoli, Superintendent, Power Distribution and Surface Electrical (Diavik Diamond Mines Inc.)

Corey McLachlan, Manager, Communities and External Relations (Diavik Diamond Mines Inc.)

Meeting of April 2, 2015

Stephen Hooley, Acting Chief Operating Officer (Nunavut Housing Corporation)

Lori Kimball, President and CEO (Nunavut Housing Corporation)

Bernie MacIsaac, Assistant Deputy Minister, Department of Economic Development & Transportation (Government of Nunavut)

Arif Sayani, Senior Advisor, Energy Secretariat, Department of Economic Development & Transportation (Government of Nunavut)

Meeting of March 31, 2015

Jeff Philipp, President and CEO (SSi Micro Ltd.)

Meeting of March 26, 2015

Louie Azzolini, Executive Director (Arctic Energy Alliance)

David Morrison (As an Individual)

Meeting of February 17, 2015

Brendan Marshall, Director, Economic Affairs (Mining Association of Canada)

Meeting of November 20, 2014

Alain Barriault, President and Chief Executive Officer (Qulliq Energy Corporation)

William Mackay, Assistant Deputy Minister, Intergovernmental Affairs (Government of Nunavut)

Denis Tanguay, President and Chief Executive Officer (Canadian GeoExchange Coalition)



Meeting of October 30, 2014

Tim Weis, Alberta Regional Director (Canadian Wind Energy Association) John Gorman, President and CEO (Canadian Solar Industries Association)

Meeting of October 28, 2014

Brendan Marshall, Director, Economic Affairs (Mining Association of Canada)

Meeting of October 21, 2014

Peter Lang, President (Dunedin Energy Systems Ltd.)

Meeting of June 12, 2014

Rick Whittaker, Vice President, Investments and Chief Technology Officer (Sustainable Development Technology Canada)

Meeting of May 27, 2014

Jim R. Burpee, President and CEO (Canadian Electricity Association)
Doug Tenney, Vice President, Aboriginal and Government Relations (ATCO Power)

Meeting of May 8, 2014

Paul Cheliak, Director, Market Development (Canadian Gas Association)
Paula Dunlop, Director, Public Affairs and Strategy (Canadian Gas Association)

Meeting of May 1, 2014

Mark Cauchi, Executive Director, Oil, Gas and Alternative Energy (Environment Canada) Jim Fox, Business Leader, Strategy and Analysis (National Energy Board)
Susan Harper, Director General, Economic Development (Foreign Affairs and International Trade Canada)
Sandra LaFortune, Director General, Policy and Planning (Canadian Northern Economic Development Agency)
Shelley Milutinovic, Chief Economist (National Energy Board)
Lynne Patenaude, Manager, Natural Gas and Crude Oil (Environment Canada)
Matthew Spence, Director General, Northern Projects Management Office (Canadian Northern Economic Development Agency)
Marc Tessier, Head, Energy Secretariat and Deputy Director, Circumpolar Affairs and Energy Division (Foreign Affairs and International Trade Canada)

Meeting of April 29, 2014

Michel Chénier, Director, Petroleum and Mineral Resources Directorate (Aboriginal Affairs and Northern Development Canada)
Catherine Conrad, Director, Environment and Renewable Resources (Aboriginal Affairs and Northern Development Canada)
Terence Hubbard, Director General, Petroleum Resources Branch, Energy Sector (Natural Resources Canada)

Meeting of April 3, 2014

Harold Calla, Executive Chair (First Nations Financial Management Board) Niilo Edwards, Advisor (First Nations Financial Management Board)



APPENDIX B: ENDNOTES

- ¹ Senate, Standing Committee on Energy, the Environment and Natural Resources, [Evidence](#), 2nd Session, 41st Parliament, 29 April, 2014 (Catherine Conrad, Director, Environment and Renewable Resources, Aboriginal Affairs and Northern Development Canada).
- ² Environment Canada, Canadian Climate Normals, [1981-2010 Climate Normals & Averages](#).
- ³ Ibid.
- ⁴ Natural Resources Canada, [Canada in a Changing Climate: Sector Perspectives on Impacts and Adaptation](#), 2014.
- ⁵ Aboriginal Affairs and Northern Development Canada, [Travel in the Northwest Territories and Nunavut](#).
- ⁶ Statistics Canada, Gross domestic product (GDP) at basic prices, [Cansim Table 379-0030](#).
- ⁷ The Conference Board of Canada, [Territorial Outlook 2014](#).
- ⁸ Senate, Standing Committee on Energy, the Environment and Natural Resources, [Evidence](#), 2nd Session, 41st Parliament, 17 February, 2015 (Brendan Marshall, Director, Economic Affairs, Mining Association of Canada).
- ⁹ The Mining association of Canada, [Facts & Figures of the Canadian Mining Industry](#), Figure 4, 2014.
- ¹⁰ The Conference Board of Canada, [Territorial Outlook 2014](#).
- ¹¹ Ibid.
- ¹² Ibid.
- ¹³ Ibid.
- ¹⁴ Nunavut Bureau of Statistics, [Population Estimates](#).
- ¹⁵ Finance Canada, [Territorial Borrowing Limits](#).
- ¹⁶ Government of Canada, [Budget 2015](#), 21 April, 2015.
- ¹⁷ Senate, Standing Committee on Energy, the Environment and Natural Resources, [Evidence](#), 2nd Session, 41st Parliament, 29 April, 2014 (Catherine Conrad, Director, Environment and Renewable Resources, Aboriginal Affairs and Northern Development Canada).
- ¹⁸ Andrew Hall, President and CEO of Yukon Energy Corporation, submission to the Standing Senate Committee on Energy, the Environment and Natural Resources.



- ¹⁹ Government of Northwest Territories, Department of Industry, Tourism and Investment, [A Vision for the NWT Power System Plan –December 2013](#).
- ²⁰ Senate, Standing Committee on Energy, the Environment and Natural Resources, [Evidence](#), 2nd Session, 41st Parliament, 30 October, 2014 (John Gorman, President and CEO, Canadian Solar Industries Association).
- ²¹ Northwest Territories Power Corporation, [Corporate Structure](#).
- ²² Northland Utilities owns and maintains power poles, power lines, insulators, transformers and streetlights within its distribution system. Northland Utilities also supplies electricity via diesel generators to four communities of Wekweètì.
- ²³ The Yukon Interim Electrical Rebate (which replaced an earlier subsidy), was introduced in July, 2009. It provides residential customers with a maximum rebate of \$26.62 per month for the first 1,000 kilowatt hours of power used.
- ²⁴ Senate, Standing Committee on Energy, the Environment and Natural Resources, [Evidence](#), 2nd Session, 41st Parliament, 29 April, 2014 (Catherine Conrad, Director, Environment and Renewable Resources, Aboriginal Affairs and Northern Development Canada).
- ²⁵ Yukon Government, Department of Energy, Mines and Resources, [Biomass Energy Strategy](#).
- ²⁶ Senate, Standing Committee on Energy, the Environment and Natural Resources, [Evidence](#), 2nd Session, 41st Parliament, 23 April, 2015 (Dean Haslip, Director General, CanmetENERGY-Ottawa, Innovation and Energy Technology Sector, Natural Resources Canada Canadian).
- ²⁷ Ibid.
- ²⁸ Northern Premiers Forum, A Northern Vision: Building a Better North, Renewable Energy Inventory, [Geothermal](#).
- ²⁹ Senate, Standing Committee on Energy, the Environment and Natural Resources, [Evidence](#), 2nd Session, 41st Parliament, 20 November, 2014 (Denis Tanguay, CEO, Canadian GeoExchange Coalition).
- ³⁰ Senate, Standing Committee on Energy, the Environment and Natural Resources, [Evidence](#), 2nd Session, 41st Parliament, 21 October, 2014 (Peter Lang, President, Dunedin Energy Systems Ltd.).
- ³¹ Senate, Standing Committee on Energy, the Environment and Natural Resources, [Evidence](#), 2nd Session, 41st Parliament, 20 November, 2014 (Alain Barriault, President and CEO, Qulliq Energy Corporation).
- ³² Aboriginal Affairs and Northern Development Canada, [Northern Oil & Gas Annual Report 2013](#), May 2014.
- ³³ Senate, Standing Committee on Energy, the Environment and Natural Resources, [Evidence](#), 2nd Session, 41st Parliament, 29 April, 2014 (Michel Chénier, Director, Petroleum and Mineral Resources Directorate, Aboriginal Affairs and Northern Development Canada).
- ³⁴ NWT Bureau of Statistics, [Oil and Gas](#).



- ³⁵ Northern Premiers' Forum, [A Northern Vision: Building a Better North](#), 4 September, 2014.
- ³⁶ Yukon Government, Energy Solutions Centre, [Energy Strategy](#).
- ³⁷ Yukon Government, [Hydroelectric Power Planning Directive Work Plan](#), May 2014.
- ³⁸ Andrew Hall, President and CEO of Yukon Energy Corporation, submission to the Standing Senate Committee on Energy, the Environment and Natural Resources.
- ³⁹ Yukon Energy, Our Projects and Facilities, Public Engagement, [Pine Creek Hydro Project](#).
- ⁴⁰ M3 Engineering & Technology Corporation, [Casino Project Form 43-101F1 Technical Report Feasibility Study](#), 25 January 2013.
- ⁴¹ Government of Yukon, Department of Yukon Energy, Mines and Resources, [Energy Strategy for Yukon, Independent Power Production Policy](#), 20 May, 2014.
- ⁴² Ibid.
- ⁴³ Government of Yukon, Department of Yukon Energy, Mines and Resources, [Yukon Biomass Energy Strategy](#), Draft for Public Consultation, April 2015.
- ⁴⁴ Yukon Government, Department of Energy, Mines and Resources, Energy Solutions Centre, [Programs](#).
- ⁴⁵ Manno Moreau, Acting Assistant Deputy Minister, Yukon Department of Energy, Mines and Resources, submission to the Standing Senate Committee on Energy, the Environment and Natural Resources.
- ⁴⁶ Government of Yukon, [Yukon government accepts all 21 recommendations of the Select Committee Regarding the Risks and Benefits of Hydraulic Facturing; announces position on shale gas development](#), 9 April 2015.
- ⁴⁷ Government of Northwest Territories, Department of Industry, Tourism and Investment, [Northwest Territories Energy Action Plan](#), December 2013.
- ⁴⁸ Charrette Final Report, [2014 Northwest Territories Energy Charrette](#), 22 December 2014.
- ⁴⁹ Government of Northwest Territories, Department of Finance, [Budget Address 2015-2016](#), 5 February, 2015.
- ⁵⁰ Government of Northwest Territories, Department of Industry, Tourism and Investment, [NWT Oil and Gas Strategy](#).
- ⁵¹ The Snare Hydro System consists of four separate hydro plants on the Snare River feeding into the Great Slave Lake.
- ⁵² Northwest Territories Power Corporation, [Hydro](#), How We Supply Power.



- ⁵³ Senate, Standing Committee on Energy, the Environment and Natural Resources, [Evidence](#), 2nd Session, 41st Parliament, 31 March, 2015 (Emanuel DaRosa, President and CEO, Northwest Territories Power Corporation).
- ⁵⁴ Government of Northwest Territories, Department of Finance, [Budget Address 2015-2016](#), 5 February, 2015.
- ⁵⁵ Senate, Standing Committee on Energy, the Environment and Natural Resources, [Evidence](#), 2nd Session, 41st Parliament, 31 March, 2015 (Emanuel DaRosa, President and CEO, Northwest Territories Power Corporation).
- ⁵⁶ Government of Northwest Territories, Department of Industry, Tourism and Investment, [Northwest Territories Energy Action Plan](#), December 2013.
- ⁵⁷ Northwest Territories Power Corporation, [Fort Simpson Solar Energy Project](#).
- ⁵⁸ Senate, Standing Committee on Energy, the Environment and Natural Resources, [Evidence](#), 2nd Session, 41st Parliament, 31 March, 2015 (Emanuel DaRosa, President and CEO, Northwest Territories Power Corporation).
- ⁵⁹ Ibid.
- ⁶⁰ Norman Wells relies on purchased electricity from a natural gas powered oil facility operated by Imperial Oil Resources Limited and diesel generation is maintained for backup purposes.
- ⁶¹ Government of Northwest Territories, Department of Industry, Tourism and Investment, [Northwest Territories Energy Action Plan](#), December 2013.
- ⁶² Diavik Diamond Mines Inc. is a joint venture between Rio Tinto and Dominion Diamonds.
- ⁶³ RioTinto, Global home, "[Innovative and efficient wind farm delivers,](#)" Our commitment, Features.
- ⁶⁴ Senate, Standing Committee on Energy, the Environment and Natural Resources, [Evidence](#), 2nd Session, 41st Parliament, 21 April, 2015 (Corey McLachlan, Manager, Communities and External Relations, Diavik Diamond Mines Inc.).
- ⁶⁵ Senate, Standing Committee on Energy, the Environment and Natural Resources, [Evidence](#), 2nd Session, 41st Parliament, 31 March, 2015 (Emanuel DaRosa, President and CEO, Northwest Territories Power Corporation).
- ⁶⁶ Ibid.
- ⁶⁷ NWT Biomass Energy Association, Barriers to Biomass Energy Installations in the NWT, Discussion Paper, May 2014.
- ⁶⁸ Government of Northwest Territories, Department of Industry, Tourism and Investment, [Biomass Energy Resources](#), Energy Facts, 2012.
- ⁶⁹ Senate, Standing Committee on Energy, the Environment and Natural Resources, [Evidence](#), 2nd Session, 41st Parliament, 7 May, 2015 (Jan Larsson, Founder, Energy North).



- ⁷⁰ Senate, Standing Committee on Energy, the Environment and Natural Resources, [Evidence](#), 2nd Session, 41st Parliament, 31 March, 2015 (Emanuel DaRosa, President and CEO, Northwest Territories Power Corporation).
- ⁷¹ Senate, Standing Committee on Energy, the Environment and Natural Resources, [Evidence](#), 2nd Session, 41st Parliament, 31 March, 2015 (Jeff Philipp, President and CEO, SSi Micro Ltd).
- ⁷² Ibid.
- ⁷³ Senate, Standing Committee on Energy, the Environment and Natural Resources, [Evidence](#), 2nd Session, 41st Parliament, 26 March, 2015 (Louie Azzolini, Executive Director, Arctic Energy Alliance)
- ⁷⁴ Arctic Energy Alliance, [Energy Conservation Program](#).
- ⁷⁵ Government of Nunavut, Ikummatiit, [Energy Secretariat](#).
- ⁷⁶ Government of Nunavut, Ikummatiit, Energy Secretariat, Energy Savings, [Programs and Incentives](#).
- ⁷⁷ Nunavut Department of Community and Government Services, [Petroleum Products Division](#).
- ⁷⁸ Nunavut Department of Finance, Main Estimates 2014-15, Qulliq Energy Corporation, [Plant Operation](#).
- ⁷⁹ Senate, Standing Committee on Energy, the Environment and Natural Resources, [Evidence](#), 2nd Session, 41st Parliament, 29 April, 2014 (Catherine Conrad, Director, Environment and Renewable Resources, Aboriginal Affairs and Northern Development Canada).
- ⁸⁰ Senate, Standing Committee on Energy, the Environment and Natural Resources, [Evidence](#), 2nd Session, 41st Parliament, 20 November, 2014 (Alain Barriault, President and CEO, Qulliq Energy Corporation).
- ⁸¹ Ibid.
- ⁸² Qulliq Energy Corporation, [Hydro](#).
- ⁸³ Senate, Standing Committee on Energy, the Environment and Natural Resources, [Evidence](#), 2nd Session, 41st Parliament, 20 November, 2014 (Alain Barriault, President and CEO, Qulliq Energy Corporation).
- ⁸⁴ Ibid.
- ⁸⁵ Senate, Standing Committee on Energy, the Environment and Natural Resources, Evidence, 2nd Session, 41st Parliament, 2 April, 2015 (Lori Kimball, President and CEO, Nunavut Housing Corporation).
- ⁸⁶ Ibid.
- ⁸⁷ Government of Canada, [Canada's Northern Strategy](#).



- ⁸⁸ Nunavut Bureau of Statistics, [Nunavut Quick Facts](#), and Statistics Canada, Labour force survey estimates by set and age group, seasonally adjusted, [CANSIM table 282-0087](#), respectively.
- ⁸⁹ Nunavut Bureau of Statistics, [Nunavut Social Assistance Recipients, 2005 to 2013](#).
- ⁹⁰ Aboriginal Affairs and Northern Development Canada, [ecoENERGY for Aboriginal and Northern Communities Program \(EANCP\) 2011-2016](#).
- ⁹¹ Government of Nunavut, Department of Executive and Intergovernmental Affairs, [Local state of emergency declared in Pangnirtung](#), Energy Bulletin, 2 April, 2015.
- ⁹² Nunatsiaq online, [Permanent power solution for Pangnirtung on its way: Nunavut government](#), 16 April, 2015.
- ⁹³ Information obtained from Qulliq Energy Corporation.
- ⁹⁴ Senate, Standing Committee on Energy, the Environment and Natural Resources, [Evidence](#), 2nd Session, 41st Parliament, 23 April, 2015 (Anoop Kapoor, Director, Renewable and Electrical Division, Natural Resources Canada).



*Comité sénatorial permanent de l'énergie,
de l'environnement et des ressources naturelles*

Énergiser les territoires du Canada

This report is also available in English

Disponible sur l'Internet :

<http://senate-senat.ca/enev.asp>

(Rapports, témoins et mémoires)

41^e législature – 2^e session

Remarque : Les photos non créditées représentent des paysages du Canada et proviennent de iStock.

En page couverture, dans le sens horaire : aurore boréale, Nunavut, T.N.-O., Yukon.



TABLE DES MATIÈRES

| | |
|---|-----|
| MEMBRES | iii |
| ORDRE DE RENVOI..... | iv |
| I. RÉSUMÉ | 1 |
| II. LISTE DES RECOMMANDATIONS..... | 2 |
| III. INTRODUCTION | 3 |
| IV. PROFIL DES TERRITOIRES | 5 |
| A. Climat et géographie | 5 |
| B. Aperçu économique | 6 |
| C. Aperçu budgétaire | 8 |
| V. L'ÉNERGIE ET LES TERRITOIRES..... | 9 |
| A. Aperçu de la production d'énergie existante..... | 9 |
| Comparaison des modes de production de l'électricité..... | 15 |
| Tarifs d'électricité | 17 |
| B. Chauffer les territoires | 19 |
| C. L'innovation et les technologies énergétiques pour climat froid | 20 |
| D. Le pétrole et le gaz naturel | 22 |
| VI. OPPORTUNITÉS ET DÉFIS EN MATIÈRE ÉNERGÉTIQUE | 24 |
| YUKON..... | 24 |
| Opportunités, initiatives et projets | 24 |
| A. Hydroélectricité de nouvelle génération | 24 |
| B. Production d'électricité à partir de gaz naturel | 26 |
| C. Production d'énergie éolienne | 26 |
| D. Producteurs énergétiques indépendants..... | 27 |
| E. Biomasse et chauffage | 27 |
| F. Conservation et efficacité énergétiques et énergie renouvelable sur petite échelle..... | 27 |
| G. Connexion avec l'Alaska sur le plan du transport | 27 |
| H. Exploitation de l'huile et du gaz de schiste | 28 |
| TERRITOIRES DU NORD-OUEST | 28 |
| Opportunités, initiatives et projets | 29 |
| A. Défi de l'hydroélectricité et augmentation de connectivité..... | 29 |
| B. Connexion pour le transport de l'électricité | 31 |
| C. Énergie solaire..... | 32 |
| D. Gaz naturel..... | 33 |
| E. Énergie éolienne..... | 33 |
| F. Essor de l'énergie de biomasse pour le chauffage et l'électricité..... | 34 |
| Cogénération biomasse..... | 35 |
| G. Efficacité et conservation énergétiques et énergie renouvelable à petite échelle..... | 35 |



| | |
|--|-----------|
| NUNAVUT | 36 |
| Opportunités, initiatives et projets | 37 |
| A. Une infrastructure de production de diesel vieillissante | 37 |
| B. Raccordement avec le Manitoba | 39 |
| C. Options en matière d'hydroélectricité | 40 |
| D. Logement et efficacité énergétique | 40 |
| VII. Les priorités nationales pour les territoires | 41 |
| Les défis énergétiques du Nunavut | 42 |
| L'exercice de la souveraineté | 43 |
| Recommandations du comité | 44 |
| A. Encourager l'efficacité et la conservation énergétiques | 44 |
| B. Financement fédéral des collectivités | 44 |
| C. Coordination des ressources fédérales pour les territoires | 45 |
| D. Responsabilités fédérales dans les territoires | 46 |
| E. Financement de l'infrastructure énergétique | 47 |
| VIII. CONCLUSION | 48 |
| ANNEXE A : TÉMOINS | 49 |
| ANNEXE B : NOTES DE FIN DE DOCUMENT | 51 |



MEMBRES

L'honorable Richard Neufeld, président
L'honorable Paul J. Massicotte, vice-président

et

L'honorable Douglas Black, C.R.
L'honorable Michael L. MacDonald
L'honorable Grant Mitchell
L'honorable Dennis Glen Patterson
L'honorable Pierrette Ringuette
L'honorable Judith G. Seidman
L'honorable Nick G. Sibbeston

Membres d'office du comité :

Les honorables sénateurs Claude Carignan, C.P. (ou Yonah Martin) et James S. Cowan (ou Joan Fraser).

Autres sénateurs ayant participé à cette étude :

Les honorables sénateurs Diane Bellemare, Pierre-Hugues Boisvenu, Joseph A. Day, Linda Frum, Pierre Claude Nolin, Michel Rivard, David Tkachuk et John D. Wallace.

Service d'information et de recherche parlementaires, Bibliothèque du Parlement :

Sam Banks et Marc LeBlanc, analystes.

Greffière du comité :

Lynn Gordon

Direction des comités du Sénat :

Monique Régimbald, adjointe administrative



ORDRE DE RENVOI

Extrait des *Journaux du Sénat* du mardi 4 mars 2014 :

L'honorable sénateur Neufeld propose, appuyé par l'honorable sénateur Lang,

Que le Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles soit autorisé à examiner, pour en faire rapport, le développement des énergies renouvelables et non renouvelables dans les trois territoires du Nord, y compris le stockage, la distribution, la transmission et la consommation d'énergie, de même que les technologies émergentes. Le comité sera notamment autorisé à porter son attention sur les points suivants :

Les défis énergétiques que doivent relever les trois territoires, notamment en ce qui concerne l'état des infrastructures et des services énergétiques existants, de même que les défis économiques, sociaux, géographiques et environnementaux connexes;

Les mesures et les programmes fédéraux et territoriaux actuels qui visent à améliorer la consommation d'énergie et l'approvisionnement en énergie dans le Nord;

Les moyens de renforcer et de diversifier la production d'énergie pour les besoins intérieurs et les marchés d'exportation;

Les moyens d'améliorer la fiabilité des sources d'énergie, de rendre l'énergie plus abordable et plus accessible pour les industries, les entreprises, les gouvernements et les résidents du Nord, et d'améliorer l'efficacité énergétique des consommateurs d'énergie du Nord;

Que le comité présente son rapport final au plus tard le 31 décembre 2014 et qu'il conserve tous les pouvoirs nécessaires pour diffuser ses conclusions dans les 180 jours suivant le dépôt du rapport final.

Après débat,

La motion, mise aux voix, est adoptée.

Le greffier du Sénat,

Gary W. O'Brien

Extrait des *Journaux du Sénat* du mercredi 25 novembre 2014 :

L'honorable sénateur Neufeld propose, appuyé par l'honorable sénateur Housakos,

Que, nonobstant l'ordre du Sénat adopté le mardi 4 mars 2014, la date du rapport final du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles relativement à son étude sur le développement des énergies renouvelables et non renouvelables dans les trois territoires du Nord, y compris le stockage, la distribution, la transmission et la consommation d'énergie, de même que les technologies émergentes soit reportée du 31 décembre 2014 au 30 septembre 2015.

La motion, mise aux voix, est adoptée.

Le greffier du Sénat,

Gary W. O'Brien



I. RÉSUMÉ

Le 4 mars 2014, le Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles a entamé une étude sur l'offre et l'utilisation de l'énergie dans les territoires canadiens.

Le présent rapport traite des systèmes énergétiques existant dans chaque territoire et cerne les obstacles et les opportunités que présente l'offre d'énergie abordable, viable et durable aux particuliers et aux entreprises. Il y est surtout question des systèmes d'électricité.

Dans l'ensemble, le comité a constaté que les systèmes électriques étaient vieux et improductifs et fonctionnaient à la limite de leur capacité. Il a également observé que les collectivités territoriales étaient très dépendantes du diesel. Par ailleurs, les services d'électricité et les gouvernements territoriaux manquent de moyens financiers pour faire avancer de grands projets, car l'assiette fiscale et tarifaire est modique. Les services d'électricité ont des coûts élevés, car ils desservent de petites collectivités éloignées les unes des autres, qui sont essentiellement alimentées au diesel. Les possibilités en matière énergétique sont également limitées, car les territoires ne sont pas raccordés aux réseaux de gaz naturel et d'électricité d'Amérique du Nord.

Bon nombre des enjeux énergétiques sont communs à tous les territoires; pourtant, chaque territoire se trouve devant des défis et des opportunités qui lui sont propres, en raison de ses caractéristiques géographiques et de l'éloignement de ses collectivités. Qui plus est, chacun a des ressources et des actifs énergétiques différents. Les prix de l'électricité sont élevés dans les Territoires du Nord-Ouest (T.N.-O.) et surtout au Nunavut, par rapport au reste du pays, ce qui augmente le coût de la vie et oblige le gouvernement à subventionner les tarifs énergétiques. Comparativement aux autres territoires, le Nunavut doit relever des défis considérables sur le plan énergétique.

Dans les trois territoires, les domiciles et les bâtiments sont chauffés essentiellement au mazout (diesel), énergie fiable, mais onéreuse et à forte teneur en carbone. On estime aussi qu'il s'y trouve des gisements pétroliers importants, dont beaucoup ne sont pas mis en valeur ou sont sous-exploités.

Les trois territoires ont élaboré des stratégies énergétiques dont l'ampleur et l'application diffèrent, afin d'encourager et d'appuyer une énergie renouvelable, d'accroître l'efficacité énergétique et de réduire la dépendance à l'égard des combustibles à intensité carbonique. Au Yukon et dans les T.N.-O., de nouvelles opportunités de production de gaz naturel et de chauffage à la biomasse contribuent à diversifier les différentes sources énergétiques.

Le rapport présente cinq recommandations au gouvernement fédéral dans le but d'améliorer la situation énergétique des territoires. Les recommandations visent à améliorer l'efficacité et la conservation énergétiques, à faire valoir les solutions collectives et à coordonner les ressources fédérales en un centre névralgique. Le comité recommande également au gouvernement fédéral de participer à la mise à niveau et à l'amélioration des installations de production du diesel, qui sont vieillissantes, et d'investir dans l'infrastructure nécessaire aux projets énergétiques admissibles des territoires.



II. LISTE DES RECOMMANDATIONS

Recommandation I

Que le gouvernement fédéral élabore un plan stratégique pour améliorer concrètement la conservation et l'efficacité énergétiques dans les territoires.

Recommandation II

Que le gouvernement fédéral accroisse fortement le financement accordé dans le cadre du programme écoÉNERGIE pour les collectivités autochtones et nordiques dans le but de réduire la consommation de combustibles à forte teneur carbonique, d'accroître l'efficacité énergétique et d'améliorer la viabilité économique des collectivités.

Recommandation III

Que le gouvernement fédéral crée un centre fédéral du savoir et des ressources axé sur la situation et les enjeux énergétiques des territoires, pour appuyer les analyses des technologies et de l'offre énergétiques, l'établissement de modèles économiques et environnementaux ainsi que les évaluations et la planification des ressources énergétiques.

Recommandation IV

Que le gouvernement fédéral facilite l'acquisition, la mise à niveau et l'installation des centrales diesel dans les collectivités éloignées et hors réseau du Nord.

Recommandation V

Que le gouvernement fédéral appuie l'investissement dans l'infrastructure nécessaire à des projets énergétiques admissibles des territoires.



III. INTRODUCTION

Pour la plupart d'entre nous, l'alimentation en énergie va de soi, bien que notre mode de vie actuel en dépende totalement. Elle fait tout simplement partie de notre environnement et est disponible à notre gré, alimentant presque la totalité de nos activités quotidiennes.

Dans les territoires canadiens, l'accès à l'énergie est plus problématique. En effet, en raison des hivers longs et rigoureux, les habitants en consomment chacun près de deux fois plus que la moyenne nationale¹. Nombreux sont ceux qui vivent tout près d'une centrale diesel qui dessert leur collectivité. Si celle-ci tombe en panne en hiver, la sécurité de la population est menacée, et il y a peu de moyens d'y remédier rapidement, de sorte que les réparations et les dommages sont à la fois immenses et très onéreux.

Les collectivités des territoires du Nord, dont la plupart sont autochtones, sont essentiellement petites, isolées et très éloignées les unes des autres sur une superficie immense. Elles sont toutes considérées comme hors réseau, du fait qu'elles ne sont pas raccordées aux réseaux d'électricité ou de gaz naturel d'Amérique du Nord. Elles disposent souvent d'hydroélectricité, mais les habitants comptent davantage sur les combustibles à intensité carbonique comme le diesel que le reste du pays. En effet, le diesel constitue souvent la seule solution fiable pour le chauffage et l'électricité; en revanche, il est coûteux de l'acheter et de le transporter, et il présente des risques pour l'environnement.

Dans leur planification, les gouvernements territoriaux doivent trouver le juste équilibre entre la nécessité de fournir une électricité abordable et fiable aux habitants, aux entreprises et aux secteurs économiques et les efforts de réduction de la consommation de combustible à intensité carbonique. De nouvelles perspectives se sont ouvertes dernièrement grâce au progrès des technologies liées aux énergies renouvelables, à l'efficacité énergétique et aux autres combustibles comme le gaz naturel et à la possibilité de se raccorder aux réseaux énergétiques d'Amérique du Nord. Cela étant dit, les gouvernements territoriaux auraient, selon les témoins, des moyens financiers limités pour faire progresser bon nombre de grands projets énergétiques.

Le présent rapport a pour objet d'examiner les systèmes énergétiques actuels et les débouchés futurs en matière énergétique des territoires et de formuler des recommandations sur le rôle que le gouvernement fédéral devrait jouer pour améliorer l'utilisation et l'offre d'énergie tout en respectant ses objectifs environnementaux. Bien des collectivités situées tout au nord des provinces sont également isolées et hors réseau et doivent relever les mêmes défis que leurs homologues étudiés ici. Le comité estime que les constatations du présent rapport peuvent bien souvent s'appliquer aux collectivités hors réseau des provinces.

À l'occasion de son étude, le comité a tenu 18 audiences et entendu 42 témoins qui représentaient les gouvernements fédéral, territoriaux et municipaux, l'Alaska Energy Authority, des représentants de l'industrie, des associations énergétiques, des gouvernements autochtones, des services d'électricité territoriaux, des spécialistes du secteur énergétique, des entreprises et des groupes environnementaux.

Le 9 mai 2014, des membres du comité ont entamé un voyage d'une semaine au cours duquel ils se sont rendus dans les territoires, visité chacune des capitales et certains villages comme Kimmirut et Rankin Inlet, au Nunavut, et Whati, dans les T.N.-O., pour y écouter les représentants des communautés. Au cours de leur séjour d'une semaine, les membres ont visité le projet d'exploitation aurifère d'Agnico Eagle Meliadine, près de Rankin Inlet, l'usine d'hydroélectricité de Whitehorse Rapids mise en place par la Société d'énergie du Yukon et la nouvelle centrale hydroélectrique au fil de l'eau près d'Atlin, en Colombie-Britannique, à proximité de la frontière avec le Yukon.



Le présent rapport commence par un aperçu du climat, de la géographie et des caractéristiques économiques et budgétaires des territoires, suivi d'un survol des ressources et des systèmes énergétiques qui y existent actuellement. L'étude ne porte que sur trois grands secteurs énergétiques : l'électricité, le chauffage et les ressources pétrolières et gazières. L'électricité sera analysée plus en détail, du fait que les gouvernements territoriaux agissent à titre de propriétaire des services d'électricité, et sont donc responsables des grands biens énergétiques, et qu'ils influencent directement la consommation, l'approvisionnement et l'offre d'électricité. La section suivante décrit certains des principaux défis et grandes opportunités de chaque territoire, tandis que la dernière aborde les priorités fédérales pour les territoires et présente les recommandations destinées au gouvernement fédéral dans le but d'améliorer le contexte énergétique des territoires.



IV. PROFIL DES TERRITOIRES

Les territoires du Yukon et du Nunavut ainsi que les Territoires du Nord-Ouest occupent la région la plus au nord du pays sur une vaste superficie qui représente 40 % de la superficie terrestre du Canada. Y résident quelque 116 700 personnes dispersées dans des collectivités essentiellement autochtones et la plupart du temps très isolées. Quelques collectivités sont petites, puisqu'elles comptent moins de 100 habitants, mais la plupart regroupent plusieurs centaines d'habitants et, parfois, plus d'un millier. Les plus importantes villes de chacun des territoires sont les capitales, à savoir Whitehorse, Iqaluit et Yellowknife (tableau 1).

A. Climat et géographie

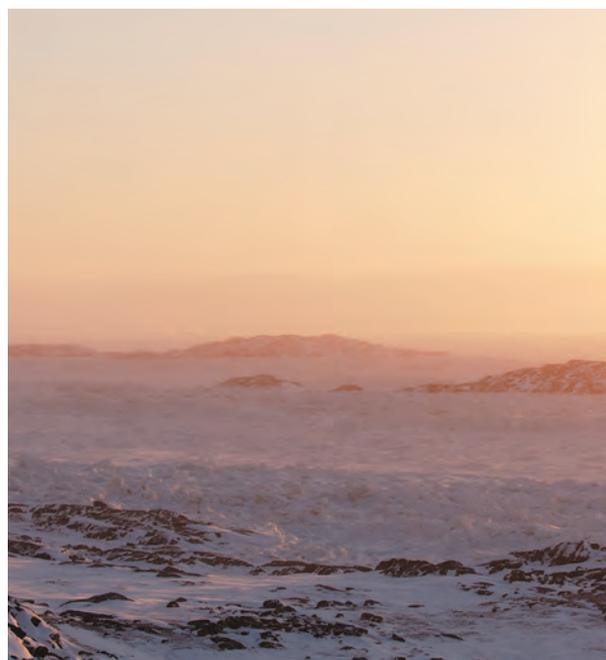
Les territoires canadiens couvrent une superficie immense où les climats sont variés. En général, les hivers sont longs et rigoureux et les étés, frais et brefs. Les précipitations y sont rares et concentrées au cours des mois les plus chauds. Sur l'année, les températures moyennes mensuelles varient entre 20 °C et -20 °C, à Whitehorse, et entre 20 °C et -30 °C, à Yellowknife². En général, Iqaluit connaît des températures plus fraîches, qui vont de 12 °C à -32 °C³. Dans l'Extrême-Arctique, il n'est pas rare que la température tombe sous les -50 °C. Les écosystèmes de la région, le pergélisol et la glace de mer sont particulièrement vulnérables aux effets actuels et futurs du changement climatique.

Les territoires présentent une physionomie variée, qui comporte des chaînes de montagnes, des régions boisées, de la toundra, un grand nombre de rivières et de lacs d'eau douce, des glaces de mer permanentes et des glaciers. La taïga et les forêts boréales couvrent la région subarctique, surtout dans les Territoires du Nord-Ouest et des sections du Yukon. Le Nunavut, tout comme certaines régions des Territoires du Nord-Ouest, surtout au nord, est caractérisé par la toundra et les sols infertiles. Tout le territoire du Nunavut, ainsi que des segments du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest sont recouverts de pergélisol continu⁴.

Tableau 1 – Superficie et population – Territoires du Canada, 2014

| | Yukon | Territoires du Nord-Ouest | Nunavut |
|-------------------------------|----------------------|---------------------------|------------------|
| Superficie en km ² | 482 443 | 1 346 106 | 2 093 190 |
| Population totale | 36 510 | 43 623 | 36 585 |
| Capitales | 25 058 Whitehorse | 20 318 Yellowknife | 7 713 Iqaluit |

Source : Statistique Canada : [Superficie en terre et en eau douce](#).



Le soleil de l'Arctique (Nunavut)



Le Yukon dispose d'un réseau routier toutes saisons qui parvient jusqu'aux régions septentrionales du territoire et franchit le nord des T.N.-O. Le réseau de routes des T.N.-O. est concentré dans la région méridionale. Le Yukon et les T.N.-O. ont des routes qui se rendent dans les provinces du Sud. En hiver, les collectivités éloignées et les mines des T.N.-O. sont accessibles grâce aux routes de glace⁵. En revanche au Nunavut, il n'y a pas deux collectivités qui soient reliées par la route, et le territoire n'est pas relié par la route au reste du Canada. La population y vit essentiellement dans les collectivités côtières, mais l'accès par la mer n'est possible que quelques mois par an, une fois que les glaces de mer ont fondu, en été. C'est par avion que les habitants du Nunavut et des collectivités isolées des T.N.-O. se déplacent.

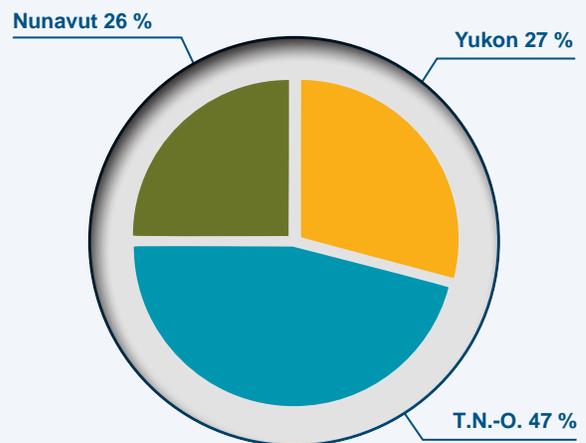
B. Aperçu économique

Dans les territoires, la population combinée représente 0,3 % de la population canadienne et le produit économique représente 0,5 % du PIB national. Cette région a un fort potentiel de croissance, car l'on estime qu'elle contient de vastes ressources minérales et pétrolières, encore inexploitées pour la plupart. Les T.N.-O. ont l'économie la plus prospère des territoires, puisqu'elle représente presque la moitié du PIB de ces derniers, soit 3,8 milliards de dollars en 2014, suivis du Yukon, avec 2,2 milliards de dollars et du Nunavut, avec 2,1 milliards de dollars⁶. Le Conference Board du Canada estime que les taux de croissance moyens annuels de 2014 à 2020 seront de 5,5 % pour les T.N.-O., 2,8 % pour le Yukon et 2,0 % pour le Nunavut⁷.

Les mines et les industries connexes constituent le moteur du secteur primaire privé, puisqu'elles représentent environ 15 % de l'emploi dans les territoires⁸. En 2013, les territoires assuraient plus de 6,4 % de l'ensemble de la production minière du Canada⁹.

De manière générale, les territoires souffrent encore des effets d'une reprise économique mondiale freinée, qui a fait reculer les cours mondiaux des matières premières. Selon le Conference Board, les compagnies minières ont ralenti leurs dépenses prévues d'exploration et de mise en valeur des gisements, lesquelles n'ont pas progressé globalement dans les territoires depuis 2011¹⁰. Cependant, les perspectives minières devraient se redresser à plus long terme.

Figure 1 – Portion du PIB territorial 2014



Nota : PIB aux prix de base.

Source : Préparé par la Bibliothèque du Parlement à l'aide de données obtenues auprès de Statistiques Canada, tableau 379-0030, Produit intérieur brut (PIB) aux prix de base, CANSIM (base de données).



L'économie en bref

| | |
|----------------|--|
| Yukon | Bon nombre des mines du Yukon ont ralenti leurs niveaux de production. Cependant, l'économie devrait se redresser, car le nouveau projet de mine d'or Eagle de la Victoria Gold Corp et le projet Casino de Western Copper ont atteint un stade avancé de la mise en valeur, ce qui devrait relancer le secteur de la construction à court terme ¹¹ . |
| T.N.-O. | L'économie des T.N.-O. se redresse après le recul récent qu'a enregistré la production de diamants de grande qualité. À court terme, les T.N.-O. bénéficieront du regain d'activité des mines de diamant, comme le projet Gahcho Kué, et des travaux de construction routière entre Inuvik et Tuktoyaktuk. Le tassement de la croissance est attribuable à la stagnation et au déclin démographiques, lesquels entravent la capacité des territoires de financer les programmes, du fait que les transferts fédéraux sont essentiellement établis en fonction du nombre d'habitants ¹² . |
| Nunavut | <p>Le Nunavut est avantagé par un certain nombre de projets d'envergure, notamment les travaux à l'aéroport d'Iqaluit et à la Station canadienne de recherche dans l'Extrême-Arctique, à Cambridge Bay. Dans le secteur minier, le projet d'exploitation du minerai de fer à Mary River est entré dans sa phase de production. Pour ce qui est du projet aurifère de Meliadine, près de Rankin Inlet, Agnico Eagle est en train d'établir s'il passera à la phase de production¹³.</p> <p>La population du Nunavut croît plus rapidement que la moyenne nationale et est relativement jeune, puisque les moins de 25 ans représentent près de la moitié de l'ensemble de la population¹⁴. La main-d'œuvre est donc en pleine expansion, mais cela représente des pressions pour les services publics. Il y a une pénurie de logements et une dépendance relativement forte à l'égard des mécanismes de soutien du revenu et des logements sociaux.</p> |



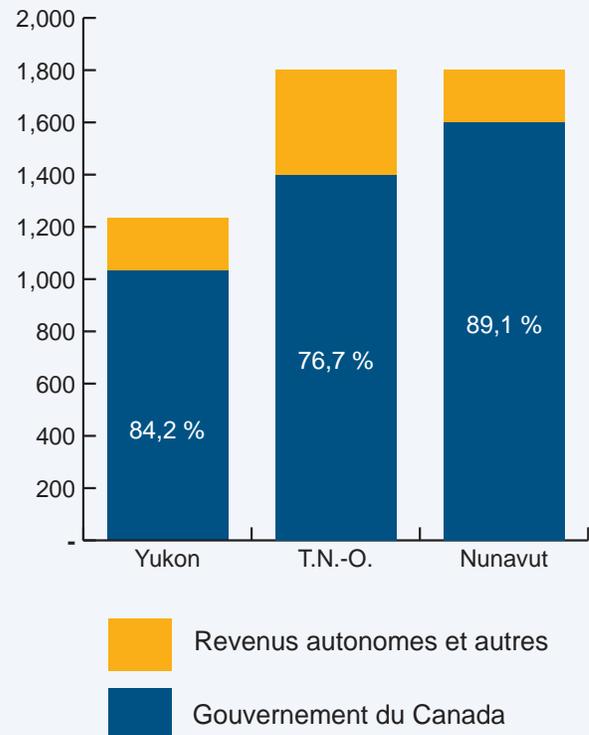
C. Aperçu budgétaire

Dans le secteur privé, ce sont les mines qui sont le moteur de l'économie, même si le secteur public a une influence dominante. En effet, il s'agit du plus grand employeur et du plus grand contributeur au PIB territorial. Les transferts fédéraux par la voie des subventions fondées sur la formule de financement des territoires et autres transferts représentent une part substantielle des revenus budgétaires de chaque territoire.

Chaque territoire peut emprunter une somme à concurrence d'un plafond établi par le gouvernement fédéral, par décret. C'est ce que l'on appelle le plafond de la dette. Au delà de ces niveaux, tout emprunt doit être approuvé par le gouverneur en conseil. Actuellement, le Yukon et le Nunavut ne peuvent emprunter plus de 400 millions de dollars, et les T.N.-O., 800 millions. Ces plafonds sont établis par le gouvernement fédéral, mais celui-ci ne peut garantir les emprunts par les gouvernements territoriaux¹⁵.

Le 21 avril 2015, le Budget fédéral 2015-2016 proposait de porter le plafond de la dette pour les T.N.-O. à 1,3 milliard de dollars, et celui du Nunavut à 650 millions de dollars, pour donner suite aux demandes de ces territoires¹⁶. Le Yukon n'a pas demandé de relèvement de son plafond. Les nouvelles limites prendront effet une fois que le gouverneur en conseil les aura approuvées.

Figure 2 – Contribution estimative du gouvernement fédéral aux revenus des territoires 2015-2016 (en millions de dollars)



Nota : Les revenus provenant du gouvernement du Canada comprennent les subventions et les transferts; les autres revenus peuvent comprendre les ententes de services par des tiers.

Source : Préparée par la Bibliothèque du Parlement à l'aide de données extraites des documents budgétaires pour 2015-2016 du [Yukon](#), des [Territoires du Nord-Ouest](#) et du [Nunavut](#).



V. L'ÉNERGIE ET LES TERRITOIRES

Se trouvent dans les territoires 80 collectivités, toutes considérées comme hors réseau, puisqu'aucune n'est raccordée aux réseaux de gaz naturel ou d'électricité nord-américains et qu'il n'y a aucune connexion énergétique entre les territoires. Ces derniers détiennent d'abondants gisements pétroliers, dont peu sont exploités, et deux collectivités seulement situées à proximité des puits parvenus à maturité ont accès à du gaz naturel domestique. Comme nous l'avons déjà dit, les territoires dépendent fortement du diesel importé pour l'alimentation électrique et le chauffage.

A. Aperçu de la production d'énergie existante

Les installations électriques qui existent actuellement dans les territoires regroupent essentiellement des centrales diesel et des centrales électriques, dont beaucoup datent des années 1950-1960. C'était le gouvernement fédéral qui en était propriétaire et les gérait par l'entremise de la Commission d'énergie du Nord canadien (CENC), avant leur transfert aux territoires dans les années 1980ⁱ.

Diesel

Des 80 collectivités des territoires, 53 comptent exclusivement sur l'énergie produite par des groupes électrogènes au diesel et transmise par des réseaux locaux dans chaque collectivité (tableau 2)¹⁷. La production de diesel est prédominante dans les territoires car, bien souvent, c'est le seul moyen d'obtenir une énergie fiable pour les collectivités éloignées et les sites miniers isolés.

Le diesel et les mines

Les projets miniers du Nord exigent d'importantes quantités d'électricité et de chauffage pour fonctionner. Lorsque les mines n'ont pas accès aux réseaux électriques, elles utilisent du diesel. Certaines ont réussi à tirer parti des énergies renouvelables, comme les éoliennes, pour réduire leur consommation de diesel. Le gaz naturel est devenu récemment une solution moins chère que le diesel pour les projets miniers à venir.

Il est relativement facile d'installer et d'entretenir des installations de production de diesel. Il faut beaucoup moins de capitaux initiaux que pour les autres centrales de base, comme l'hydroélectricité, et il s'agit d'un mode d'énergie modulable, puisque l'on peut ajouter des génératrices à une centrale ou activer les génératrices existantes en cas de poussée de la demande. Les génératrices au diesel sont portatives et relativement faciles à entreposer. La production de diesel est souple et extrêmement fiable, et peut être ajustée rapidement au gré de la demande. C'est pour cela qu'elle est souvent utilisée comme énergie de secours. Cependant, les coûts de fonctionnement sont élevés, car la consommation de carburant est forte et le diesel est assujéti aux fluctuations des cours. En outre, il faut transporter ce combustible par camion, par voie maritime et parfois par avion sur de grandes distances dans un climat difficile. Il présente des inconvénients sur le plan environnemental, car il émet des gaz à effet de serre et crée une pollution sonore et atmosphérique à l'échelle locale et qu'il y a des risques de déversement.

ⁱ Elles ont été transférées au Yukon et aux T.N.-O. dans les années 1980. À l'époque, ces derniers comprenaient la région du Nunavut, auquel les actifs liés à l'électricité ont été transférés lorsque le Nunavut est devenu un territoire distinct en 1999.



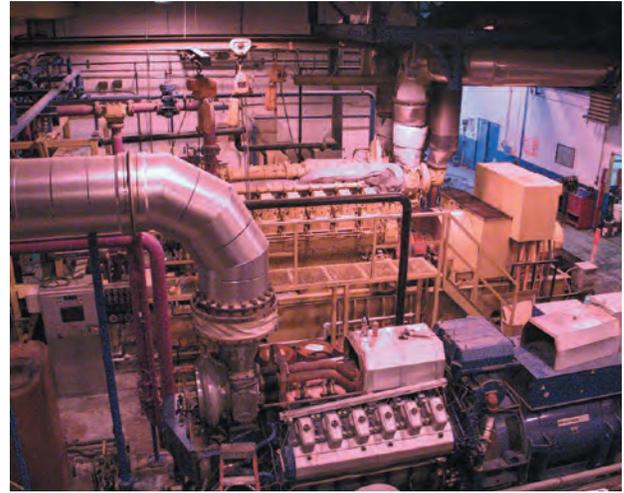
Hydroélectricité

Bon nombre des centrales hydroélectriques qui fonctionnent aujourd'hui ont été construites il y a plus de 60 ans, lorsque le secteur minier a connu un essor rapide. Aujourd'hui, ces centrales desservent 16 collectivités du Yukon et neuf dans les T.N.-O., et elles continuent d'alimenter une mine du Yukon.¹⁸ Presque toutes les centrales hydroélectriques des territoires sont des centrales au fil de l'eau, qui ont une capacité limitée de stockage de l'énergie dans des réservoirs hydroélectriques. Toutes les centrales hydroélectriques des territoires font partie des réseaux régionaux d'électricité qui desservent plusieurs ensembles de collectivités. Les groupes électrogènes au diesel servent en cas d'urgence lors de pannes (prévues ou non) ou à titre d'appoint pendant les heures de pointe ou lors des sécheresses.

L'hydroélectricité est une source d'énergie renouvelable fiable sans émission de gaz à effet de serre, mais sa production varie selon les saisons. Elle exige un investissement initial important et des ressources en eau suffisantes là où elle est nécessaire – cela peut signifier des coûts de transport élevés. En règle générale, les installations hydroélectriques produisent de l'énergie à un coût plus faible que les centrales au diesel, du fait que les coûts des immobilisations peuvent être répartis sur la durée de vie des installations, qui est longue, et que les coûts de fonctionnement sont relativement modestes.

Le gaz naturel

Seules Norman Wells et Inuvik, dans les T.N.-O., comptent sur le gaz naturel pour leur alimentation en électricité. Norman Wells dépend du gaz naturel, et Inuvik est alimentée au gaz naturel liquéfié. Ces dernières années, le prix du gaz naturel ayant connu un creux historique, le gaz naturel liquéfié est devenu une solution abordable en remplacement du diesel au Yukon et dans les T.N.-O., notamment dans les sites miniers éloignés. Le gaz naturel liquéfié est un gaz naturel dont la température a été abaissée à -162 °C. Sa densité énergétique est donc accrue, ce qui diminue les coûts de transport et de stockage. Il est ensuite retransformé en vapeur pour être utilisé pour produire de l'énergie.



Centrale à Pond Inlet (Nunavut)

Avec l'autorisation de la Société d'énergie Qulliq

Tableau 2 – Production d'électricité primaire pour les collectivités des territoires

| | Yukon | T.N.-O. | Nunavut |
|---|-------|---------|---------|
| Collectivités alimentées au diesel | 5 | 23 | 25 |
| Collectivités alimentées à l'hydro-électricité | 16 | 9 | 0 |
| Collectivités alimentées au gaz naturel | 0 | 2 | 0 |

Source : Préparé par la Bibliothèque du Parlement à l'aide de données obtenues auprès des Affaires autochtones et Développement du Nord Canada, [Collectivités hors réseau](#), de la [Société d'énergie du Yukon](#), de la [Société d'énergie des Territoires du Nord-Ouest](#) et de la Société d'énergie Qulliq.



Centrale de Whitehorse Rapids (Yukon)

Avec l'autorisation de la Société d'énergie du Yukon

Les groupes électrogènes diesel peuvent être convertis pour fonctionner au gaz naturel et au diesel¹⁹. Dans bien des cas, le gaz naturel est moins cher à produire que le diesel. En règle générale, le gaz naturel liquéfié exige un accès routier toute l'année, car son entreposage est coûteux. La production de gaz naturel liquéfié a l'avantage d'émettre moins de gaz à effet de serre et de moins polluer l'atmosphère que le diesel.

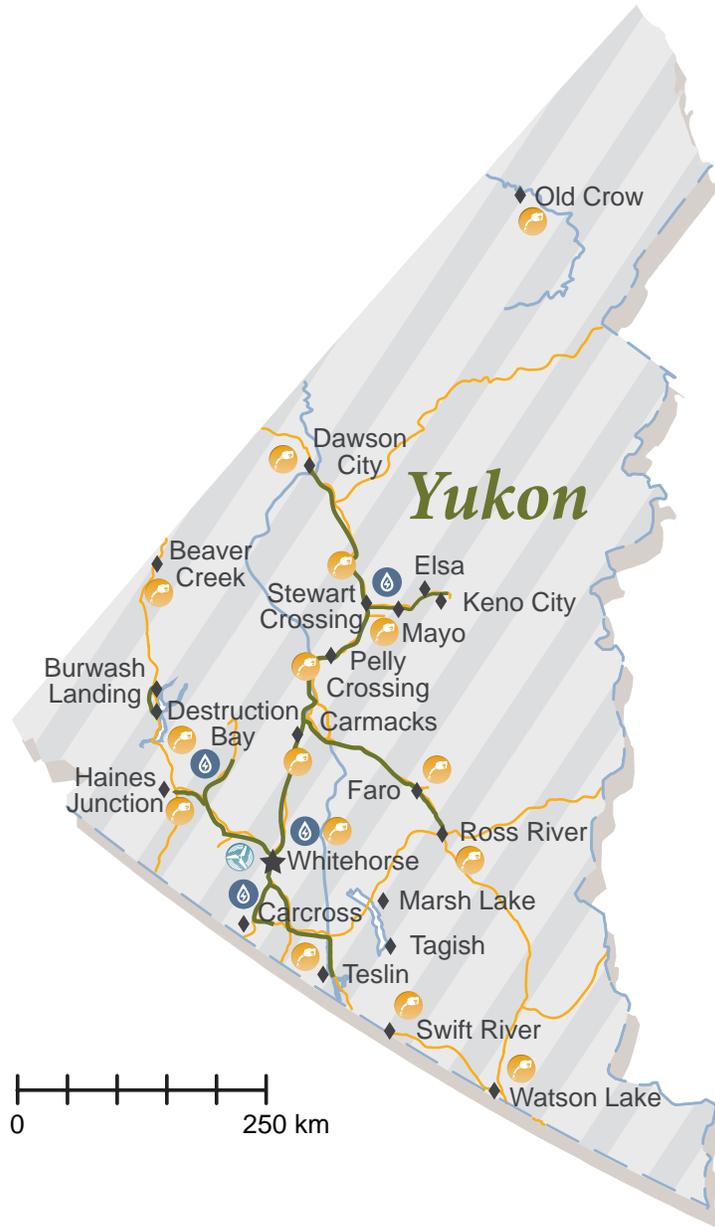
Énergies éolienne et solaire

Les énergies éolienne et solaire représentent une portion faible mais croissante de la production électrique des territoires. Pour la plupart des collectivités, il s'agit d'une solution plus coûteuse que le diesel, mais dont la viabilité économique s'améliore, en raison des poussées technologiques qui réduisent les coûts de fonctionnement et d'installation. Les entreprises minières se tournent plus souvent qu'avant vers des technologies renouvelables pour réduire leur consommation de diesel.

Les énergies éoliennes et solaires sont des sources d'énergie intermittentes, qui sont fonction du soleil et du vent. Même s'il était possible d'améliorer l'utilité de ces formes d'énergie en les stockant dans des piles ou autres, il ne s'agit pas d'une solution unique pour les collectivités. Elles sont toujours combinées à une électricité issue du diesel ou de l'hydroélectricité²⁰. L'énergie renouvelable dépend de l'emplacement, et il peut être difficile sur le plan technique d'intégrer et d'équilibrer la production d'énergie éolienne et solaire à la production existante d'électricité.



Figure 3 – Aperçu de l'infrastructure électrique du Yukon



Centrales



Diesel



Hydroélectricité



Éolienne

— Ligne de transport et de distribution d'électricité



Figure 4 – Aperçu de l'infrastructure électrique des T.N.-O.



Centrales



Diesel



Hydroélectricité



Énergie Éolienne

— Ligne de transport d'électricité



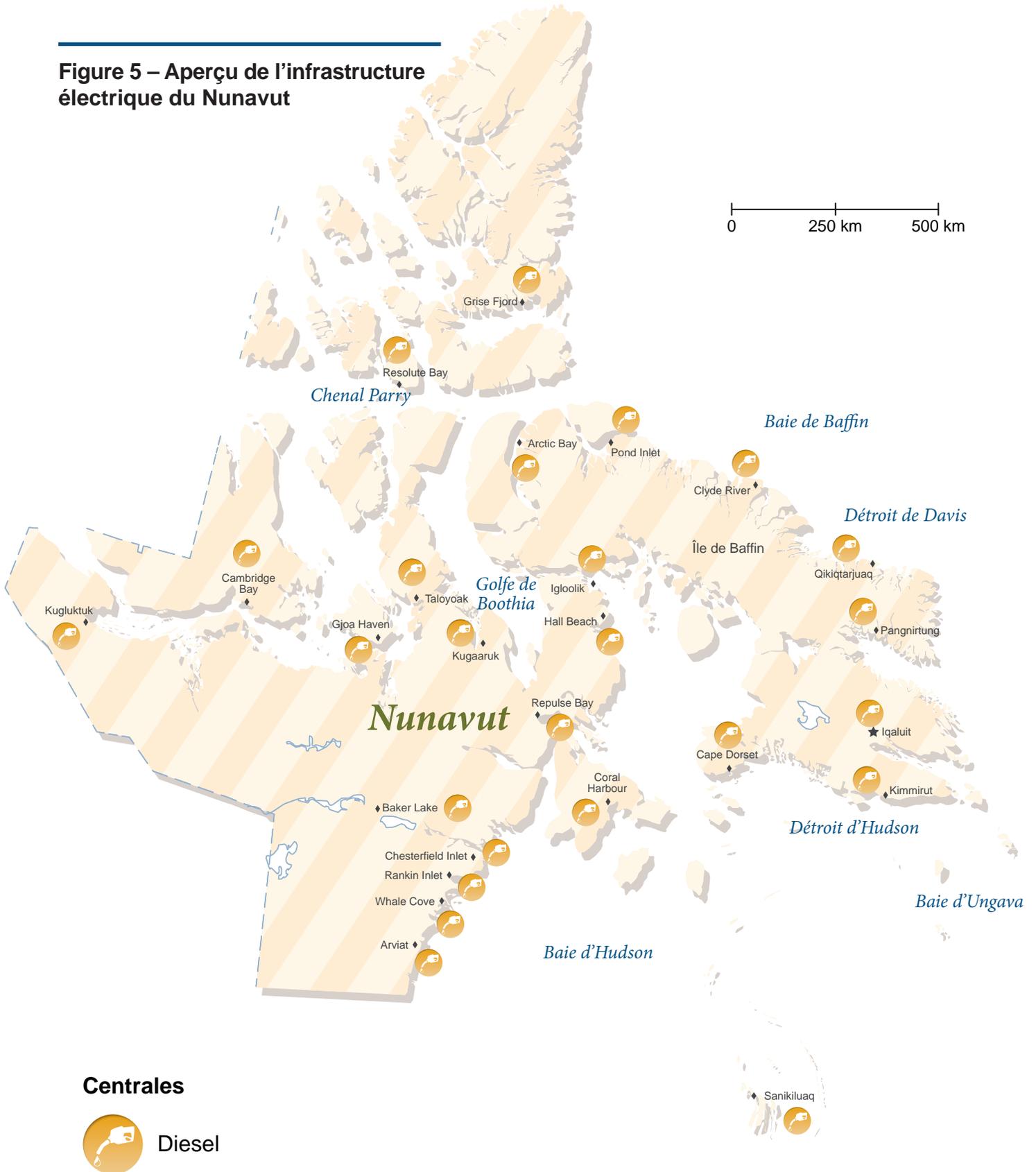
Gaz naturel



Énergie solaire



Figure 5 – Aperçu de l'infrastructure électrique du Nunavut





Comparaison des modes de production de l'électricité

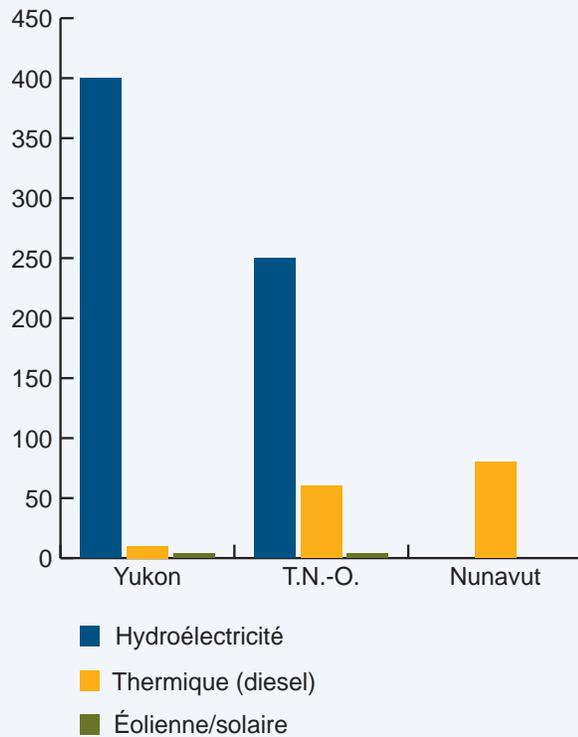
L'électricité est produite, transportée et livrée aux collectivités des territoires par l'entremise de services privés ou publics assujettis à une réglementation.

| | |
|-----------------|--|
| Yukon | Deux services réglementés produisent et distribuent l'électricité. La Société d'énergie du Yukon, service public du territoire, produit le gros de l'énergie, possède l'essentiel du réseau et assure le service. ATCO Electric Yukon (anciennement Yukon Electrical) est un service privé et le principal distributeur d'électricité; en fait, cette compagnie est le premier client de la Société d'énergie du Yukon. Elle produit et distribue l'électricité dans sept collectivités, dont cinq sont des collectivités hors réseaux alimentées au diesel. |
| T. N.-O. | La Société d'énergie hydroélectrique des Territoires du Nord-Ouest (SÉTNO), service public des T.N.-O., produit et distribue de l'électricité aux consommateurs de 26 des 33 collectivités des territoires et fournit de l'électricité en gros à deux services de distribution, lesquels approvisionnent ensuite des clients de Yellowknife et de la région de Hay River ²¹ . Les deux services de distribution s'appellent Northland Utilities (N.W.T.) Limited et Northland Utilities (Yellowknife) Limited, qui appartiennent toutes deux à ATCO ²² . Northland Utilities produit et distribue de l'électricité à certaines collectivités alimentées au diesel. |
| Nunavut | La Société d'énergie Qulliq est le service public du Nunavut et le seul producteur, transporteur et distributeur d'énergie électrique dans le territoire. |

En 2013, le gros de l'électricité fournie au Yukon provenait de centrales hydroélectriques, soit à hauteur de 94,7 %, suivi du diesel, avec 5,2 %, et de l'énergie éolienne, avec moins de 0,1 %. Actuellement, ce sont les deux services réglementés du Yukon qui fournissent l'énergie; aucune mine n'est autosuffisante en électricité. Les mines représentent 10 % environ de l'ensemble de la consommation d'électricité au Yukon.



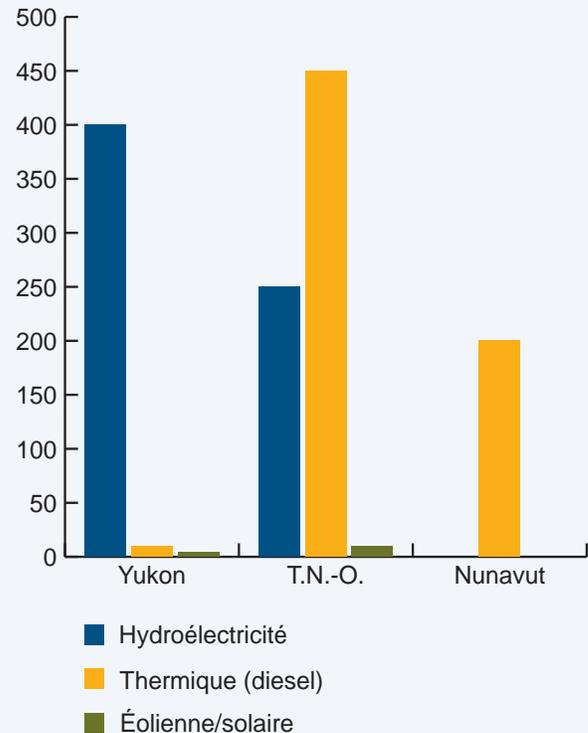
Figure 6 – Production d'électricité dans les territoires par producteur d'électricité (GW/h) 2013



Nota : GW/h signifie gigawattheure.

Source : Préparé par la Bibliothèque du Parlement à l'aide de données obtenues auprès de Statistique Canada, tableau 127-0007, [Production de l'énergie électrique, selon la classe de producteurs d'électricité, annuel \(mégawatt heure\)](#), CANSIM (base de données).

Figure 7 – Production d'électricité dans les territoires par producteur d'électricité et secteur industriel (GW/h) 2013



Nota : GW/h signifie gigawattheure.

Source : Préparé par la Bibliothèque du Parlement à l'aide de données obtenues auprès de Statistique Canada, tableau 127-0007, [Production de l'énergie électrique, selon la classe de producteurs d'électricité, annuel \(mégawatt heure\)](#), CANSIM (base de données); les données du Nunavut comprennent la production estimative d'électricité de la mine Meadowbank d'Agnico Eagle Mines Ltd tirée de [2011 Corporate Social Responsibility Report](#).

En 2013, les Territoires du Nord-Ouest tiraient leur électricité des centrales hydroélectriques à raison de 75,6 %, des centrales thermiques (essentiellement à diesel) à hauteur de 24,3 % et des installations solaires, dans une faible proportion. Le secteur industriel des T.N.-O. (essentiellement minier et certaines exploitations pétrolières gazières) produit sa propre électricité pour les sites hors réseau. En 2013, il a produit une part importante de l'énergie, soit davantage que toutes les collectivités des T.N.-O. combinées. Le secteur industriel des T.N.-O. fait appel à l'énergie éolienne (près de 4 %), au diesel 96 % et au gaz naturel (dans une petite proportion) pour son électricité.



Ce sont les services d'électricité du Nunavut qui produisent le moins d'énergie et ils se fient exclusivement à la production de diesel, qui représentait 98,3 GW/h en 2013. Les activités minières du Nunavut auraient produit 125,4 GW/h à partir de diesel.

Tarifs d'électricité

Les tarifs d'électricité résidentiels sont élevés dans les T.N.-O. et au Nunavut par rapport au reste du pays, tandis qu'au Yukon ils sont comparables à ceux pratiqués dans les provinces du Sud. Le taux pour les résidences, dans la plupart des villes du Yukon, dont Whitehorse, est de 12,14 cents par kilowattheure pour la première tranche de 1 000 kWh consommée par mois et équivaut à la moyenne nationale de 12,13 cents. Le tarif augmente légèrement dans ce territoire à mesure que la consommation grimpe. Par exemple, lorsque la consommation d'électricité mensuelle se situe entre 1 001 et 2 500 kWh, le tarif est de 12,82 cents le kilowattheure et, au-delà de 2 500 kWh, il s'établit à 13,99 cents (voir tableau 3).

Dans les T.N.-O., les tarifs d'électricité varient grandement selon que la collectivité est alimentée à l'hydroélectricité ou à l'énergie thermique (issue du diesel ou du gaz naturel). Les tarifs varient également au sein de chaque catégorie. Dans la première catégorie, les tarifs résidentiels vont de 21 à 34 cents par kWh. À Yellowknife, par exemple, le tarif est de 28,53 cents par kWh, et ce tarif sert de repère pour le subventionnement des collectivités, de telle sorte que toutes les collectivités des T.N.-O. bénéficient du tarif résidentiel de 28,53 cents par kWh sur la première tranche de 1 000 kWh en hiver. Au-delà de cette consommation, le tarif est non subventionné. Dans la plupart des collectivités de la seconde catégorie, alimentées à l'énergie thermique, le tarif s'établit à 60,83 cents par kWh. Le seuil de consommation subventionnée en été est de 600 kilowattheures (tableau 4)²³.

Tableau 3 – Yukon – Tarifs résidentiels 2015

| | |
|--------------------------------------|-----------------|
| Première tranche de 1 000 kWh | 12,14 ¢ par kWh |
| Entre 1 001 et 2 500 kWh | 12,82 ¢ par kWh |
| Plus de 2 500 kWh | 13,99 ¢ par kWh |

Source : Société d'énergie du Yukon, [Rate Schedules \(1160\)](#)

Tableau 4 – T.N.-O. – Tarifs résidentiels 2015

| | |
|--|-----------------|
| Collectivités – Hydroélectricité | 21 - 34 ¢/kWh |
| Plupart des collectivités à énergie thermique | |
| <i>Entre le 1^{er} septembre et le 31 mars</i> | |
| Première tranche de 1 000 kWh | 28,53 ¢ par kWh |
| Au-delà de 1 000 kWh | 60,83 ¢ par kWh |
| <i>Entre le 1^{er} avril et le 31 août</i> | |
| Première tranche de 600 kWh | 28,53 ¢ par kWh |
| Au-delà de 600 kWh | 60,83 ¢ par kWh |

Nota : Toutes les collectivités bénéficient d'un tarif subventionné de 28,53 cents par kWh sur la première tranche de 1 000 kWh en hiver et la première tranche de 600 kWh en été.

Source : La Société d'énergie hydroélectrique des Territoires du Nord-Ouest, [Residential Electrical Rates](#), ne tient pas compte de l'ajustement de 1,17 cents du kWh du fonds de stabilisation des T.N.-O.



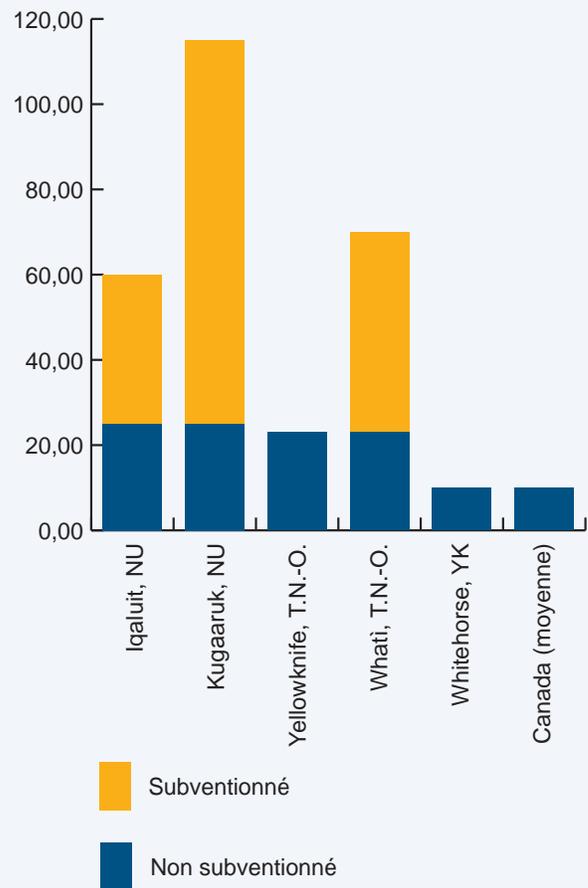
Au Nunavut, toutes les collectivités sont subventionnées à hauteur de 30,15 cents par kWh pour la première tranche de 1 000 kWh par mois d'hiver ou de 700 kWh par mois d'été. Si la consommation dépasse ces seuils, le coût total des services à la communauté est reflété dans le tarif, de sorte que les tarifs non subventionnés varient pour chaque collectivité. Le tarif non subventionné le plus faible par kWh se trouve à Iqaluit, soit 60,29 cents, et le plus élevé, à Kugaaruk, soit 114,16 cents (tableau 5).

Tableau 5 – Nunavut – Tarifs résidentiels 2015

| | Iqaluit | Kugaaruk |
|---|-----------------|------------------|
| <i>Entre le 1^{er} octobre et le 31 mars</i> | | |
| Première tranche de 1 000 kWh | 30,15 ¢ par kWh | 30,15 ¢ par kWh |
| Au-delà de 1 000 kWh | 60,29 ¢ par kWh | 114,16 ¢ par kWh |
| <i>Entre le 1^{er} avril et le 30 septembre</i> | | |
| Première tranche de 700 kWh | 30,15 ¢ par kWh | 30,15 ¢ par kWh |
| Au-delà de 700 kWh | 60,29 ¢ par kWh | 114,16 ¢ par kWh |

Source : Société d'énergie Qulliq, [Billings Centre](#)

Figure 8 – Tarifs d'électricité résidentiels Cents par kWh – 2015



Nota : Selon la première tranche de 1 000 kWh consommée en hiver, le tarif au Canada est fonction de calculs d'Hydro-Québec – moyenne des tarifs de 2014 pour 10 villes canadiennes.

Source : Préparé par la Bibliothèque du Parlement à l'aide de données obtenues auprès de [Yukon Energy](#), de la [Société d'énergie des Territoires du Nord-Ouest](#), de la [Société d'énergie Qulliq](#), et d'[Hydro-Québec](#).



B. Chauffer les territoires

Par rapport à la moyenne canadienne, les territoires connaissent des hivers plus longs, de sorte qu'il faut chauffer les locaux plus longtemps. La quasi-totalité des résidences et des bâtiments y est chauffée au mazout (diesel). C'est une source de chaleur fiable, mais relativement onéreuse et qui émet des gaz à effet de serre et d'autres polluants atmosphériques. En 2011, la population du Nord a consommé 219 millions de litres de diesel (et du propane) pour se chauffer. Pour mettre ce chiffre en perspective, il faut noter que, la même année, il a fallu 76 millions de litres de diesel pour produire de l'électricité²⁴.

La deuxième source de chauffage au Yukon et dans les T.N.-O., c'est le bois utilisé dans des poêles conventionnels. Le Nunavut dispose de peu de forêts, et le bois n'est donc pas une solution. Ces dernières années, les granulés de bois sont devenus une source de chauffage de plus en plus populaire, surtout dans les T.N.-O., en raison essentiellement des efforts du gouvernement pour populariser l'énergie de biomasse dans la région. Le Yukon a publié récemment un avant-projet de stratégie énergétique axée sur la biomasse en vue d'un débat public²⁵.

Granulés de bois

Les granulés de bois sont de petits cylindres durs constitués de bois comprimé composés essentiellement de sciures provenant de scieries ou de fabricants de produits de bois. Ces granulés sont d'habitude beaucoup moins onéreux que le pétrole ou le propane par unité de chaleur produite. Ils sont neutres en carbone si le bois dont ils sont constitués est récolté de manière durable.

Depuis 10 ans, les technologies d'énergie de biomasse sur petite et grande échelles ont beaucoup progressé. Les chaudières à granulés de bois ont l'avantage d'être neutres en carbone, moins onéreuses et moins polluantes que le diesel. Elles ouvrent également la perspective d'une économie de biomasse grâce à l'utilisation de bois local. Dans les T.N.-O., de nombreux bâtiments commerciaux et certains logements sont chauffés aux granulés de bois. Ce type de chauffage a également été installé dans des écoles, des bâtiments gouvernementaux et des centres médicaux. Récemment, un établissement correctionnel de Whitehorse, au Yukon, s'en est également doté. Certains de ces projets font appel à des installations de chauffage centralisées qui permettent de chauffer plusieurs bâtiments adjacents. Ainsi, la biomasse est mieux adaptée au chauffage, mais peut aussi servir à la production d'électricité, surtout lorsque les deux usages sont combinés.



Granulés de bois

Avec l'autorisation du Gouvernement des Territoires du Nord-Ouest



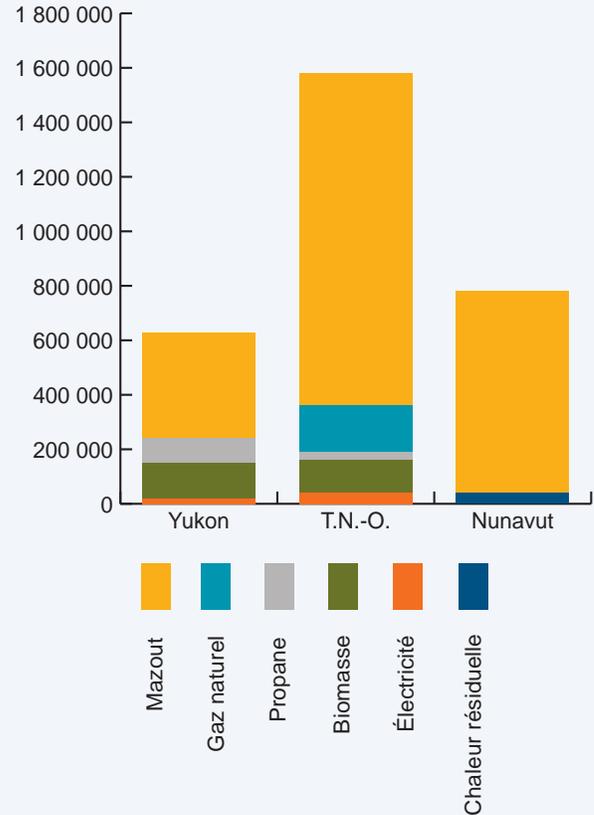
Actuellement, Inuvik (T. N.-O.) est la seule ville des territoires qui se chauffe au gaz naturel. Au Yukon et, dans une faible mesure, dans les T.N.-O., le propane sert également au chauffage. L'électricité coûtant moins cher au Yukon, certains ménages s'installent des systèmes de chauffage électrique. Les trois territoires ont des systèmes qui récupèrent la chaleur perdue (produite au diesel) pour chauffer des édifices voisins, bien que cette pratique soit surtout présente dans les T.N.-O. et au Nunavut.

C. L'innovation et les technologies énergétiques pour climat froid

La rigueur du climat dans le nord du pays est parfois un obstacle insurmontable pour les technologies énergétiques, car le thermomètre peut demeurer sous les -40°C pendant de longues périodes en hiver. Les technologies rentables dans le Sud sont difficilement transférables dans le Nord. D'autres facteurs, comme le pergélisol, compliquent l'installation et le fonctionnement de technologies qui ont fait leurs preuves ailleurs. D'autre part, les méthodes d'entretien et les matériaux nécessaires à la technologie doivent tenir compte des réalités des territoires, où les compétences et les ressources spécialisées ne sont pas forcément abondantes.

Les nouvelles technologies sont toutefois un facteur de progrès. Elles créent de nouveaux débouchés. Les technologies émergentes conçues pour les climats septentrionaux sont prometteuses pour de nombreuses collectivités des territoires. Le comité a entendu les témoignages d'un certain nombre de spécialistes des technologies émergentes.

Figure 9 – Production de chaleur par source, 2010



Source : Préparé par la Bibliothèque du Parlement à l'aide de données extraites de [Vers un Nord axé sur les énergies renouvelables](#).



| | |
|--|---|
| <p>Gazéification de la biomasse issue de déchets</p> | <p>Convertit des déchets solides en carburant gazeux qui alimente les groupes électrogènes diesel pour produire de la chaleur et de l'électricité. Cette technique réduit la consommation de diesel dans les collectivités du Nord et facilite la gestion des déchets municipaux. Cette technologie a pour avantage de s'adapter aux groupes électrogènes diesel. CanmetENERGIE, organisation fédérale de sciences et de technologies énergétiques hébergée au ministère des Ressources naturelles, étudie les goudrons issus de la gazéification de la biomasse et les effets à long terme sur les systèmes énergétiques²⁶.</p> |
| <p>Habitations modulaires pour le Nord</p> | <p>CanmetENERGIE travaille à un prototype d'habitation rapidement déployable pour le Nord. Le but est de remédier aux pénuries de logements dans le Nord tout en employant des technologies d'efficacité énergétique de pointe²⁷. Il s'agit d'une structure de 1 000 pieds carrés complètement modulaire, qui peut être aplatée pour le transport puis assemblée par des travailleurs non qualifiés sans outils spécialisés. Elle aurait une capacité d'isolation 20 fois supérieure au pouce à celle de la mousse isolante classique.</p> |
| <p>Pompes géothermiques</p> | <p>Les systèmes géothermiques qui utilisent des pompes à chaleur peu profondes ont une application limitée dans le Nord en raison du pergélisol et du sous-sol rocheux du Bouclier canadien²⁸. Cependant, des chercheurs se penchent sur l'utilisation de pompes thermiques pour régénérer le pergélisol. Les pompes thermiques pourraient servir à réfrigérer le sol en extrayant la chaleur qui ferait fondre le pergélisol tout en récupérant cette même chaleur pour chauffer les bâtiments²⁹.</p> |
| <p>Piles nucléaires</p> | <p>Les microcentrales nucléaires (6 MW) pourraient fournir une bonne part de l'électricité et de la chaleur nécessaires aux collectivités et aux sites miniers éloignés. Le comité a appris que des réacteurs modulaires pourraient être conçus sans entreposage des déchets sur le site et pouvant fonctionner une vingtaine d'années avant d'épuiser le carburant³⁰. Cependant, la mise en place d'un nouveau type de technologies nucléaires dans les territoires devra franchir des étapes importantes sur le plan de la réglementation. Par ailleurs, les réacteurs doivent être profondément enfouis, ce qui serait problématique dans les régions couvertes de pergélisol³¹.</p> |
| <p>Énergies marémotrice et utilisant le courant océanique</p> | <p>Il y a, au Nunavut, des ressources énergétiques marémotrices et liées aux courants océaniques parmi les plus abondantes au monde. Cependant, cette énergie pose des défis importants tant économiques que techniques, car les sites sont isolés, la distribution est coûteuse, les glaces de mer posent des difficultés, et l'installation, l'entretien et les réparations sont complexes en raison de l'environnement.</p> |
| <p>Transformation du plastique en diesel synthétique</p> | <p>À l'occasion de son voyage d'études dans les territoires en mai 2014, le comité s'est fait expliquer une technologie qui transforme les rebuts de plastique en diesel synthétique. Ce diesel synthétique a besoin d'adjuvant lorsqu'il est utilisé à des températures inférieures à 10 °C.</p> |



D. Le pétrole et le gaz naturel

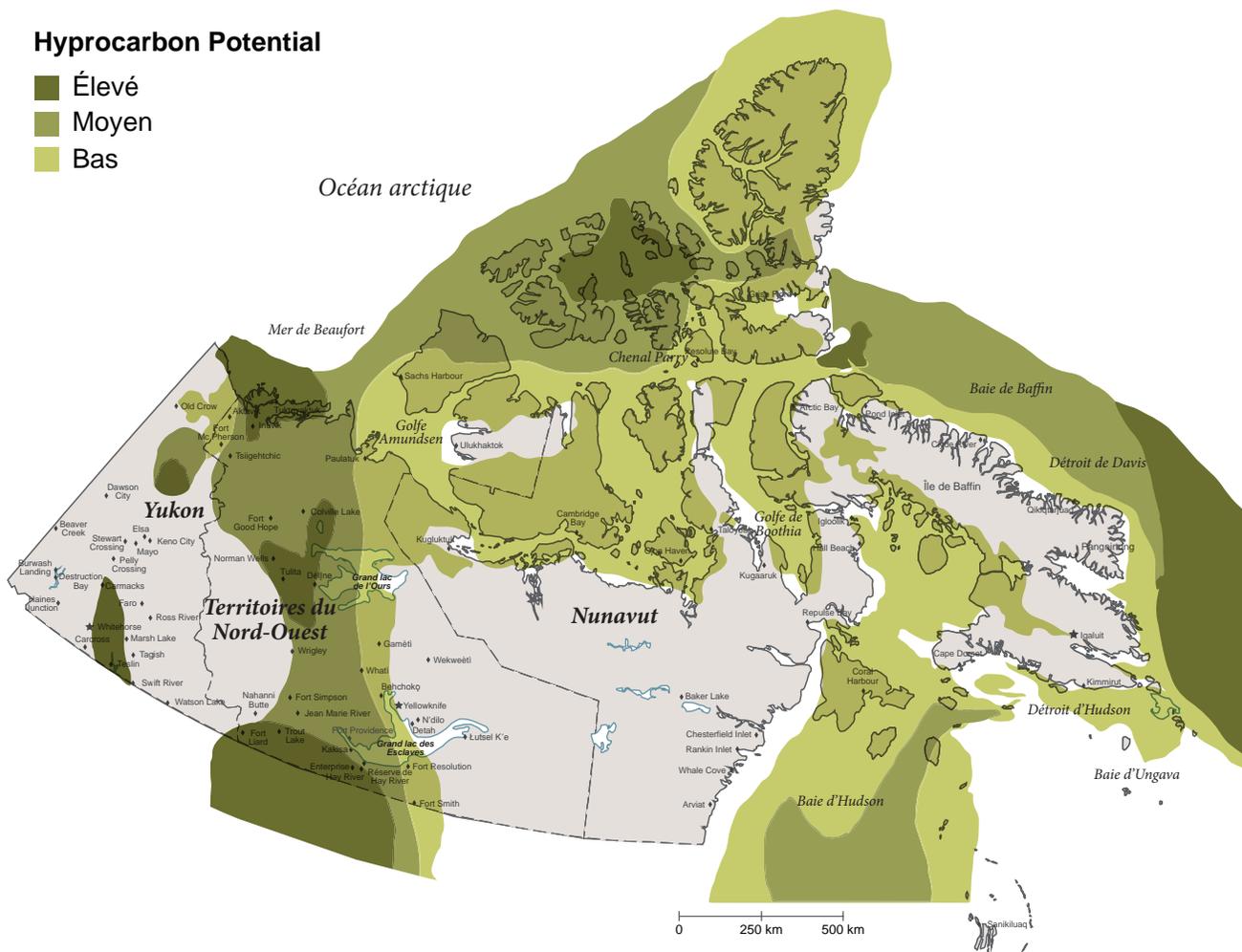
Les territoires du Canada contiendraient de vastes ressources pétrolières et gazières sur leurs territoires et au-delà des côtes, qui sont presque entièrement inexploitées. La plupart des gisements se trouvent le long du prolongement nord du Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, traversent la vallée du Mackenzie et s'étendent jusqu'à la mer de Beaufort³². Les grandes compagnies pétrolières ont présenté d'ambitieuses propositions de forage dans la mer de Beaufort, et des activités de prospection de schistes bitumineux et de gaz naturel ont été menées récemment dans la région de Sahtu, au centre de la vallée du Mackenzie³³.

Les bassins sédimentaires riches en pétrole du Yukon se trouvent à proximité et en périphérie de Whitehorse, dans le nord du territoire ainsi que dans la mer de Beaufort. Le bassin de la Liard, qui se trouve dans la région la plus au sud-est du territoire, produit du gaz naturel depuis des dizaines d'années et on s'attend depuis peu à y trouver de l'huile de schiste et du gaz naturel. Plusieurs nouveaux grands gisements gaziers ont permis de découvrir de vastes bassins pétrolifères dans les îles Arctiques, la région la plus septentrionale du Canada. L'Arctique oriental est très prometteur sur le plan des ressources pétrolières. Cependant, le gros des activités liées aux hydrocarbures au Nunavut en est à l'étape préliminaire de l'exploration.

Compétence sur le plan de l'énergie

Le gouvernement du Canada est responsable de la réglementation des ressources naturelles (y compris pétrolières) dans les zones au large des côtes et sur les terres fédérales et frontalières qui englobent le Nunavut. Par dévolution, le Yukon et, depuis le 1^{er} avril 2014, les T.N.-O. sont responsables de la gestion des ressources naturelles terrestres. Les discussions sur la dévolution au Nunavut se poursuivent.

Figure 10 – Ressources pétrolières dans les territoires du Canada



Source : Carte préparée par la Bibliothèque du Parlement à partir d'une image d'Affaires autochtones et Développement du Nord Canada – Mémoire au Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources.

Les T.N.-O. sont la seule région productrice de pétrole au nord du 60° parallèle; le gros de la production pétrolière et gazière provient de Norman Wells, dans la partie occidentale du territoire, et est transportée par pipeline vers l'Alberta. Cameron Hills, dans le sud-ouest des territoires, produit du pétrole, également transporté vers l'Alberta. Dans ces deux sites, la production recule³⁴. Norman Wells et Cameron Hills produisent par ailleurs du gaz naturel. Le seul autre site d'exploitation de gaz naturel est à Inuvik, dans le nord-ouest du territoire. En général, la production de gaz naturel décline.

Si l'on exploitait les ressources pétrolières dans les territoires du Canada, il serait possible d'y alimenter les collectivités en combustibles locaux. C'est ce qui s'est produit dans certaines collectivités des T.N.-O., situées à proximité des puits exploités. L'essor de la production de gaz naturel dans les territoires peut offrir d'autres possibilités de création et d'expansion de chaînes d'approvisionnement locales.



VI. OPPORTUNITÉS ET DÉFIS EN MATIÈRE ÉNERGÉTIQUE

Dans les territoires, l'énergie est un des principaux thèmes des discussions stratégiques. Pour un grand nombre des témoins, l'avenir économique des territoires dépend de la manière dont on relèvera les défis énergétiques. En fait, les premiers ministres des territoires ont estimé en 2014 que relever ces défis était l'un des quatre piliers d'une vision pour un Nord prospère³⁵.

La section ci-après examine plus attentivement les stratégies, les opportunités et les grandes initiatives énergétiques conçues pour répondre aux défis de chaque territoire sur le plan de l'énergie.

YUKON

En 2009, le gouvernement du Yukon a adopté sa Stratégie énergétique, axée sur quatre priorités : 1) conservation et efficacité énergétique; 2) accroissement de l'offre et de l'utilisation d'énergies renouvelables; 3) satisfaction des besoins actuels et futurs en électricité; et 4) gestion responsable de l'exploitation du pétrole et du gaz³⁶.

Les principales interventions consistaient à :

- accroître l'efficacité énergétique au Yukon de 20 % d'ici 2020
- accroître l'offre d'énergie renouvelable de 20 % d'ici 2020
- créer des opportunités stratégiques pour remplacer le diesel importé par les ressources pétrolières et gazières du Yukon
- élaborer un régime de réglementation du pétrole et du gaz à la fois compétitif et global qui mise sur la conformité sur le plan des résultats

Le Yukon a publié deux rapports d'étape sur cette stratégie. Dans le dernier, qui date de 2012, le gouvernement annonçait qu'une capacité accrue de production hydroélectrique, en 2011, avait permis au Yukon de dépasser sa cible d'énergie renouvelable de 20 % et que le territoire allait atteindre ses cibles en matière d'efficacité énergétique. Le Yukon poursuit son travail législatif afin de moderniser ses règlements en matière de pétrole et de gaz et a élaboré des lignes directrices et des directives connexes.

Opportunités, initiatives et projets

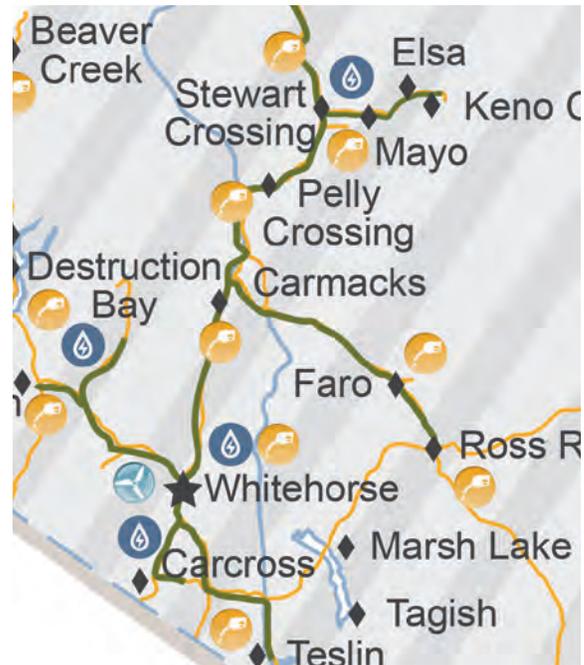
A. Hydroélectricité de nouvelle génération

Le système d'électricité existant au Yukon mise sur quatre centrales hydroélectriques, couplées de groupes électrogènes diesel qui sont tous raccordés à un réseau électrique :

- l'usine de Whitehorse Rapid (40 MW) située sur le fleuve Yukon, qui produit environ 25 MW en hiver, lorsque le débit du fleuve diminue;
- la centrale hydroélectrique Aishihik (37 MW) située à 110 kilomètres au nord-ouest de Whitehorse, dont les turbines sont enfouies à 110 mètres de profondeur;

- les centrales Mayo (Mayo A - 5 MW- et Mayo B - 10 MW) situées à quelque 400 kilomètres au nord de Whitehorse;
- la centrale hydroélectrique de Fish Lake (1,3 MW) située au sud de Whitehorse et appartenant à ATCO Electric Yukon, service d'électricité privé, qui en assure l'exploitation.

Parce que le réseau électrique du Yukon atteint presque les limites de sa capacité, le territoire envisage de nouveaux projets d'hydroélectricité. La Société de développement du Yukon, dont la société mère est la Société d'énergie du Yukon, étudie des possibilités de produire de l'hydroélectricité de nouvelle génération pour répondre aux besoins énergétiques du territoire dans 20 ou 25 ans. L'objectif est de rétrécir les options à un ou deux projets hydroélectriques dotés d'une infrastructure de transport adéquate et à énergie renouvelable³⁷.



Le Yukon étudie également les projets de petites centrales d'hydroélectricité à réserve pompée, qui permettent de stocker l'énergie sous forme d'eau. Lorsque la demande d'électricité est faible, l'eau est pompée à partir d'un réservoir en aval. L'énergie est ainsi stockée et utilisée pour créer de l'électricité lorsque la demande est plus forte. Les possibilités de stockage permettraient à la Société d'énergie du Yukon de conserver des ressources hydroélectriques actuellement gaspillées pendant l'été lorsque la demande est faible. Aujourd'hui, la centrale d'Aishihik (37 MW) est la seule du Yukon qui peut stocker l'énergie en été lorsque la demande est faible et la libérer en hiver lorsque la demande est forte³⁸. La Société d'énergie du Yukon envisage également d'acheter de l'énergie à la centrale Tlingit's sur la rivière Taku à Atlin en Colombie-Britannique, près de la frontière du Yukon. Cette centrale dispose actuellement d'un excédent de un mégawatt³⁹.



Réparation d'une hydroturbine (Yukon)

Avec l'autorisation de la Société d'énergie du Yukon



B. Production d'électricité à partir de gaz naturel

Il n'y a actuellement aucune génératrice au gaz naturel au Yukon. Cependant, plusieurs projets de gaz naturel progressent. La Société d'énergie du Yukon construit actuellement une centrale pour héberger trois générateurs au gaz naturel liquéfié à Whitehorse, qui remplaceraient deux groupes électrogènes diesel désuets utilisés en cas d'urgence.

La Western Copper and Gold, société minière, envisage d'installer deux turbines à gaz naturel, comme principale source d'électricité, sur son projet minier Casino, situé à 380 kilomètres au nord-ouest de Whitehorse⁴⁰.

C. Production d'énergie éolienne

Le Yukon dispose de deux éoliennes de production d'électricité en réseau à Haeckel Hill, près de Whitehorse, dont la capacité installée combinée est de 800 kilowatts (kW). Le comité a appris que la Société d'énergie du Yukon terminait ses évaluations sur la faisabilité et le suivi des ressources en vent dans deux projets de parcs d'éoliennes, soit Mount Sumanik, près de Whitehorse et Tehcho (anciennement Ferry Hill) près de Stewart Crossing, qui auraient une capacité installée de 5 à 20 MW.



Éoliennes à Haeckel Hill, Whitehorse (Yukon)

Avec l'autorisation de la Société d'énergie du Yukon



D. Producteurs énergétiques indépendants

Le Yukon devrait publier sa version finale d'une politique sur les producteurs d'énergie indépendants en 2015⁴¹. Les services d'électricité du Yukon pourraient ainsi acheter de l'électricité à des producteurs d'énergie autres que des services publics pour que le territoire puisse répondre à ses besoins futurs en énergie. L'objectif est d'offrir davantage d'électricité abordable et écologiquement sûre tout en respectant l'intégrité du système électrique existant.

Tout complément au système d'électricité en réseau provenant des producteurs d'électricité indépendants ne peut venir que de sources renouvelables locales comme les éoliennes, l'hydroélectricité, l'énergie géothermique, la biomasse et l'énergie solaire. Le gaz naturel est inclus comme possibilité pour les collectivités alimentées au diesel. Ces producteurs seraient assujettis à des restrictions sur le plan de la taille pour tenir compte des limites techniques du système électrique isolé du Yukon de manière à réduire au minimum les risques financiers pour les abonnés⁴².

E. Biomasse et chauffage

Le 27 avril 2015, le gouvernement du Yukon a publié un avant-projet de stratégie sur la biomasse pour recueillir les commentaires de la population. Cette stratégie devrait réduire la dépendance du territoire à l'égard des combustibles fossiles importés en optimisant l'utilisation de bois local pour le chauffage grâce à des technologies modernes axées sur la biomasse. Le but est de réduire les coûts de chauffage des habitants du Yukon, de créer des emplois dans les secteurs des forêts et du chauffage locaux, de réduire les émissions de gaz à effet de serre et de s'orienter vers des sources énergétiques renouvelables et une plus grande autonomie énergétique⁴³.

F. Conservation et efficacité énergétiques et énergie renouvelable sur petite échelle

Le Centre des solutions énergétique (le Centre), organe du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources du Yukon, joue un rôle de premier plan dans la promotion de l'énergie renouvelable sur petite échelle et de la conservation et de l'efficacité énergétiques. Ce centre administre plusieurs programmes et services, notamment un programme de primes destiné aux ménages et entreprises qui procèdent à des rénovations écoénergétiques et achètent des systèmes de chauffage et des électroménagers écoénergétiques. Il administre le programme de microproduction d'énergie, lequel, par des incitatifs financiers, encourage les particuliers à produire de l'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables et à vendre l'excédent au réseau⁴⁴.

La Société d'énergie du Yukon a conclu un partenariat avec ATCO Electric Yukon et le gouvernement du Yukon pour élaborer *inCharge*, un plan de conservation d'électricité formel pour les territoires. Ce programme fournit des rabais sur l'éclairage DEL, les minuteriers chauffe-blocs et d'autres produits écoénergétiques, ainsi que des conseils sur la manière de conserver l'énergie.

G. Connexion avec l'Alaska sur le plan du transport

En 2014, les gouvernements du Yukon et de l'Alaska ont présenté conjointement une demande de propositions pour évaluer la possibilité d'élaborer des connexions électriques et de télécommunications entre le Yukon et le sud-est de l'Alaska. Il est possible de tirer parti des différences de périodes de pointe, étant donné que le Yukon a une demande plus forte en hiver et Skagway, en Alaska, plus forte en été, en raison des bateaux de croisière.

H. Exploitation de l'huile et du gaz de schiste

Le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources du Yukon a informé le comité que les ressources existantes en gaz naturel dans le territoire pouvaient répondre aux besoins énergétiques des habitants pendant de nombreuses décennies et contribuer fortement à l'économie⁴⁵.

Le Yukon dispose de huit bassins sédimentaires, dont quatre sont très prometteurs pour ce qui est de l'huile et du gaz de schiste, mais seuls les bassins des plaines de la Liard et de l'Eagle sont exploités. Le gaz de schiste est actuellement produit sur la partie du bassin de la Liard qui se trouve en Colombie-Britannique.

Le gouvernement du Yukon propose de permettre la fracturation hydraulique seulement dans le bassin de la Liard en attendant l'appui des Premières Nations touchées. En réponse à un rapport déposé en janvier 2015 par le comité responsable de l'Assemblée du Yukon concernant les risques et les avantages de la fracturation hydraulique, le gouvernement s'est engagé à poursuivre ses consultations auprès de la population. Il s'est aussi engagé à mener une étude économique, à élargir sa base de données sismiques et son suivi des eaux profondes, et à examiner le processus de réglementation pour veiller à la protection de l'environnement et de la santé des populations⁴⁶.



Bassin pétrolier et gazier de la Liard

Source : Préparé par la Bibliothèque du Parlement à l'aide de données extraites de Renewable Energy Inventory

TERRITOIRES DU NORD-OUEST

En décembre 2013, le gouvernement des T.N.-O. a présenté son *Northwest Territories Energy Action Plan* (Plan énergétique), couplé à *A Vision for the NWT Power System Plan* (PSP), mise au point par la Société d'énergie des T.N.-O. Cette société d'État a depuis été fusionnée au sein du gouvernement des T.N.-O. Le Plan énergétique énonce les mesures à court terme et les engagements financiers visant à réduire la facture énergétique élevée des T.N.-O. ainsi que l'impact de la consommation de combustibles fossiles sur l'environnement⁴⁷. Le Plan énergétique mise sur des stratégies ciblées déjà adoptées pour l'énergie de biomasse et l'énergie solaire. Le PSP explique les priorités énergétiques ainsi que les options à court, moyen et long terme qui s'offrent en matière de système électrique dans les T.N.-O..

Le Plan énergétique et le PSP ont pu progresser grâce à une « charrette énergétique » organisée par le gouvernement des T.N.-O. en 2012. Il s'agit d'une technique consistant à consulter des intervenants et à tenir des ateliers de résolution de problèmes; dans ce cas, la charrette portait sur les options énergétiques qui

s'offrent aux territoires. Une deuxième charrette énergétique a eu lieu en novembre 2014 dans le but d'aider le gouvernement des T.N.-O. à reconsidérer les options de planification énergétique à la lumière des coûts élevés en capitaux estimés nécessaires pour la mise en place du PSP et d'une capacité de génération moindre du système hydroélectrique. La seconde « charrette » a permis d'établir que le premier objectif de la politique énergétique était de disposer d'une énergie abordable. Elle a également mis en lumière une approche décentralisée en matière de planification énergétique qui tire parti des caractéristiques de chaque communauté⁴⁸.

Le Plan énergétique mise sur le système électrique, l'énergie de biomasse pour le chauffage et l'efficacité et la conservation de l'énergie. Le gouvernement se soucie du coût élevé de l'énergie et de sa dépendance à l'égard de sources énergétiques non renouvelables⁴⁹. Il élabore une stratégie pétrolière et gazière pour dégager le potentiel de ses importantes ressources pétrolières⁵⁰.

Opportunités, initiatives et projets

A. Défi de l'hydroélectricité et augmentation de connectivité

La plupart des collectivités des T.N.-O. comptent sur la production thermique (surtout au diesel), mais le gros de la population se trouve dans la région du sud (comme Yellowknife) et est alimenté par l'hydroélectricité. Il existe deux réseaux collectifs : le réseau Snare et le réseau Taltson, situés tous deux le long du Grand Lac des Esclaves, mais non interreliés. Le réseau Snare alimente Yellowknife et les collectivités avoisinantes au nord du lac en énergie hydroélectrique provenant du Snare Hydro System⁵¹ (30,2 MW) et de la centrale Bluefish Hydro (7,5 MW). Le réseau Taltson, situé au sud du lac, est alimenté par la centrale Taltson Hydro (18 MW)⁵².

Le manque de connectivité entre les deux réseaux des T.N.-O. et l'absence de lien avec le réseau du continent se traduisent par des coûts élevés et des pertes d'efficacité.

Les deux systèmes produisent surtout de l'électricité lorsque les niveaux d'eau sont élevés, en été, époque à laquelle la demande est la plus basse. Inversement, pendant les mois d'hiver où la demande est la plus forte, les niveaux d'eau sont bas. Le président et chef de la direction de la SÉTNO, Emanuel DaRosa, a expliqué au comité que ce décalage se traduit par un gaspillage d'eau de 30 à 50 % chaque année⁵³. Les usines hydroélectriques ont peu de moyens de retenir l'eau étant donné qu'il s'agit d'installations au fil de l'eau sans réservoir important. Il y a fuite lorsque l'eau qui aurait pu servir à produire de l'électricité est détournée des turbines et est inutilisée parce que la demande est faible ou qu'il y a trop d'eau.





Barrage hydroélectrique Snare Rapids (T.N.-O.)

Avec l'autorisation du Gouvernement des Territoires du Nord-Ouest

Le Snare Hydro System dépend de plus en plus d'une production d'appoint par diesel pour répondre à la demande de pointe, ce qui renchérit les services aux consommateurs. D'ailleurs, pour prévenir les hausses de tarifs d'électricité en 2014, le gouvernement territorial a accordé 20 millions de dollars à la SÉTNO, les niveaux d'eau étant à un niveau très bas dans le réseau Snare⁵⁴.

M. DaRosa a expliqué que le système hydroélectrique actuel des T.N.-O. augmente le risque de panne si un problème devait survenir à l'une ou l'autre des centrales. Le taux de panne est environ quatre fois plus élevé à Yellowknife qu'ailleurs dans le pays⁵⁵. Pour y remédier, la SÉTNO envisage des piles de grande taille qui pourraient permettre, à un coût rentable, d'emmagasiner l'énergie excédentaire pendant les périodes creuses et de s'en servir quand la demande augmente. Le comité a appris qu'un tel investissement se chiffrerait à quelque 10 millions de dollars. Les piles peuvent emmagasiner de l'énergie pendant de courtes périodes; il est impossible d'y entreposer l'énergie excédentaire au cours de l'été pour s'en servir en hiver.



B. Connexion pour le transport de l'électricité

Il serait possible de régler un grand nombre des problèmes qui se posent au système d'hydroélectricité des T.N.-O. si les deux réseaux étaient reliés et raccordés aux mines et au réseau continental, probablement en passant par la Saskatchewan, le point de connexion le plus près.

Une telle expansion aurait les avantages suivants :

- les T.N.-O. disposeraient d'une source d'énergie fiable en cas de panne (prévue ou non);
- les T.N.-O. pourraient mieux équilibrer et gérer la demande entre les deux réseaux territoriaux et vendre l'énergie excédentaire au réseau du continent;
- les compagnies minières auraient un accès fiable à une énergie sans émission de gaz à effet de serre qui pourrait prolonger la vie productive des mines et encourager les investissements, ce qui réduirait également la consommation de diesel;
- les projets de nouvelle génération pourraient être adaptés en fonction de l'efficacité économique au lieu de se limiter à des ajouts progressifs répondant uniquement à la demande régionale; et
- une expansion du réseau pour raccorder les collectivités isolées sur le plan thermique serait plus facile.

Le plus gros obstacle à ce projet vient de l'importance des immobilisations nécessaires, car la construction du réseau de distribution dépasse la capacité financière du territoire. M. DaRosa a expliqué que le projet coûterait 1,2 milliard de dollars. La ligne de transport en Saskatchewan, pour le réseau Taltson, coûterait 200 millions de dollars, mais le gros de la demande et de la capacité se trouve dans le système Snare, qui dessert Yellowknife. Pour que le projet soit rentable, les deux réseaux doivent être connectés. Il faut pour cela de 750 à 800 millions de dollars, et le raccordement des mines de diamant voisines coûterait 200 millions de dollars, mais les compagnies minières le financeraient.

Le comité a appris que le gouvernement devrait fournir 400 millions de dollars pour que les tarifs énergétiques n'augmentent pas. Des témoins ont expliqué que les T.N.-O. envisageaient de financer le projet en raison des nombreux avantages pour l'économie et l'environnement, mais que ce projet a finalement été mis de côté car il dépassait la capacité d'emprunt du gouvernement.

Tableau 6 – Coût estimatif d'une expansion du transport d'hydroélectricité aux T.N.-O. et interconnexion avec le réseau continental (en millions de dollars)

| | |
|---|--------------|
| Ligne de transport du réseau de Taltson à la Saskatchewan | 200 |
| Raccordement des réseaux Taltson et Snare | 800 |
| Lignes de transport vers les mines de diamant voisines | 200 |
| Total | 1 200 |

Source : Tableau préparé par la Bibliothèque du Parlement à partir des témoignages. (voir la note 55)



C. Énergie solaire

« L'une des plus grandes possibilités pour les Territoires du Nord-Ouest, c'est vraiment l'énergie solaire. »

Emanuel DaRosa,
Président et chef de la direction, NTPC

Le gouvernement des T.N.-O. s'intéresse à l'énergie solaire pour remplacer l'énergie au diesel, ce qui pourrait en surprendre certains. Selon le Plan énergétique des T.N.-O., ce sont les petites collectivités alimentées au diesel, qui ont les systèmes les moins efficaces et donc les coûts énergétiques les plus élevés, qui sont ciblées par l'énergie solaire⁵⁶.

Il existe un grand nombre d'installations solaires à petite échelle sur le territoire. C'est à Fort Simpson que se trouve la première installation solaire photovoltaïque d'une puissance de 104 kW. Elle produit environ 1,5 % de l'électricité qu'utilise la collectivité par an. Les panneaux sont de la taille d'un terrain de football, et le projet a été presque entièrement subventionné par le gouvernement des T.N.-O. pour que son coût soit équivalent à celui de la production de diesel⁵⁷. On envisage la construction de piles, ce qui aurait un effet notable sur la production d'énergie, et porterait la contribution de l'énergie solaire à 30 % des besoins annuels en électricité de la collectivité.



Panneaux solaires à Nahanni Butte (T.N.-O.)

Avec l'autorisation du Gouvernement des Territoires du Nord-Ouest

Le plus important projet solaire se trouve à Colville Lake, et devrait avoir une capacité installée de 135 kW et répondre à 30 % des besoins annuels en électricité de la collectivité grâce aux piles. Les piles ont été achetées grâce à une aide financière du gouvernement fédéral dans le cadre du programme écoÉNERGIE pour les collectivités autochtones et nordiques. Les panneaux permettraient la fermeture des centrales au diesel locales pendant le gros de l'été. Le comité a appris que l'énergie solaire devait encore être appuyée par le gouvernement territorial pour que les coûts soient comparables à ceux du diesel⁵⁸. Cependant, le coût de l'installation de panneaux solaires a chuté de 30 % au cours des trois années écoulées entre le projet Fort Simpson et le projet Colville Lake⁵⁹.



D. Gaz naturel

Deux collectivités des territoires misent sur le gaz naturel comme forme d'énergie : Norman Wells et Inuvik, toutes deux situées dans les T.N.-O.

| | |
|--------------|---|
| Norman Wells | Cette collectivité achète son électricité à une installation pétrolière alimentée au gaz naturel et gérée par Pétrolière Impériale Ressources Ltée. |
| Inuvik | En 2013, les T.N.-O. ont installé la première centrale énergétique au gaz naturel liquéfié du Nord à Inuvik ⁶⁰ , pour répondre rapidement à la nécessité de fournir de l'énergie à la collectivité dont les puits d'où provenait le gaz naturel qui l'alimentait avaient été fermés en 2012. Le gaz naturel liquéfié est transporté par camion à partir du sud de la Colombie-Britannique. Il serait possible d'obtenir du gaz naturel liquéfié du nord de la Colombie-Britannique, auprès notamment de Spectra Energy, à Fort Nelson. |

Le territoire envisage d'étendre la production de gaz naturel liquéfié à d'autres collectivités qui ont un accès routier toute l'année⁶¹. Les centrales au diesel existantes peuvent être converties pour que l'électricité soit produite soit par diesel soit par gaz naturel. En bref, les T.N.-O. étudient les moyens d'exploiter la chaîne d'approvisionnement en gaz naturel liquéfié créé par l'usine d'Inuvik.

E. Énergie éolienne

C'est en septembre 2012 que la première centrale éolienne à grande échelle est devenue opérationnelle dans le territoire. Cette centrale, fonctionnant à l'énergie éolienne et au diesel, était entièrement financée et gérée par le secteur privé, afin de s'ajouter à la production de diesel dans un site minier éloigné. Cette centrale se trouve sur le site de Diavik Diamond Mine Inc., à 400 kilomètres au nord-est de Yellowknife⁶². Elle regroupe quatre éoliennes ENERCON qui ont une puissance installée combinée de 9,2 MW. En 2014, ce parc a répondu à 10,15 % des besoins énergétiques de la mine, remplaçant 4,9 millions de litres de diesel⁶³.

La mine n'est accessible que pendant huit semaines grâce à une route d'hiver saisonnière. Les représentants de Diavik Diamond Mine Inc. ont indiqué au comité que ces turbines présentaient des économies de 6 millions de dollars par an en achat de combustible, transport et entreposage⁶⁴.

L'entreprise a travaillé avec le fabricant des turbines éoliennes pour ajuster les procédures d'entretien et de fonctionnement en fonction du climat arctique



Éolienne à la mine de diamants Diavik, (T.N.-O.)

Avec l'autorisation de Diavik Diamond Mine (2012) Inc.

extrême. Diavik Diamond Mine Inc. transmet son savoir et les enseignements tirés de ces projets avec le gouvernement des T.N.-O., et d'autres, notamment des intervenants dans le projet de la mine Raglan dans le nord du Québec, qui envisage de remplacer le diesel par des turbines éoliennes.

Malgré le succès des turbines éoliennes à la mine de diamants Diavik, l'énergie éolienne ne joue qu'un petit rôle dans la fourniture d'électricité aux collectivités des T.N.-O. Le gouvernement recherche les régions où les ressources en vent sont favorables, mais celles-ci sont limitées dans les T.N.-O., d'après les explications des témoins⁶⁵. Il n'y a donc que peu d'endroits prometteurs, le plus important étant la région Delta-Beaufort près d'Inuvik⁶⁶.

Les faibles charges d'électricité dans la plupart des collectivités représentent un défi en raison du caractère intermittent de l'énergie éolienne, car la plupart de ces collectivités ne peuvent optimiser leurs ressources éoliennes pour rendre cette énergie économiquement viable. En revanche, la charge à la mine Diavik aurait pu répondre à l'ensemble des besoins en électricité de Yellowknife. Par conséquent, quand le vent souffle fort, la mine peut optimiser son parc éolien. Les autres difficultés tiennent aux coûts de construction des lignes de transport qui relient les ressources éoliennes au raccordement le plus près de la collectivité.

F. Essor de l'énergie de biomasse pour le chauffage et l'électricité

Les T.N.-O. sont d'ardents défenseurs des systèmes de chauffage misant sur la biomasse en remplacement du chauffage au mazout. En 2014, 14 collectivités disposaient de granulés de bois, et des systèmes de chauffage utilisant ce combustible étaient installés dans de nombreux bâtiments résidentiels, commerciaux et institutionnels. Les membres du comité ont appris que le chauffage à l'énergie de biomasse peut assurer un chauffage plus économique de 30 à 50 % à celui que fournit le mazout et est neutre en carbone.



Chaudière à granulés de bois à l'école Chief Jimmy Bruneau à Behchoko (T.N.-O.)
Avec l'autorisation du Gouvernement des Territoires du Nord-Ouest



Les granulés vendus dans les T.N.-O. proviennent de fabricants canadiens situés essentiellement en Colombie-Britannique, et parfois en Alberta⁶⁷. Ces granulés de bois proviennent de déchets de la fabrication d'objets en bois et sont d'un prix concurrentiel, de sorte qu'il est difficile d'utiliser les sources d'approvisionnement locales. Le gouvernement cherche des moyens d'encourager la production locale, notamment la collecte de déchets provenant de la construction et de l'entretien des routes, d'éclaircies forestières, de brûlis forestiers, de cartons, de papiers ou de déchets provenant de chantiers de construction et de démolition ainsi que de saules et d'arbres à feuilles caduques dont la croissance est rapide⁶⁸.

Jan Larsson, fondateur d'Energy North, compagnie de chauffage à granulés de bois des T.N.-O., a fait savoir au comité que les centrales fonctionnant à l'énergie de biomasse devaient surmonter plusieurs obstacles dans les T.N.-O.⁶⁹ Le comité a appris que les règlements, les normes et les régimes d'agrément existants ne suivent pas le rythme des technologies de biomasse. M. Larsson a ajouté que les propriétaires fonciers qui installent des chaudières à granulés de bois doivent payer des primes d'assurance-logement prohibitives, surtout par rapport à ceux qui ont des fournaies au diesel.

Cogénération biomasse

La biomasse sert essentiellement au chauffage de locaux et non à créer de l'électricité, car une bonne partie de l'énergie est perdue pendant la conversion. Cependant, il est généralement rentable d'utiliser les charges thermiques de la biomasse pour produire de l'électricité comme produit secondaire. M. DaRosa a indiqué au comité que les options de génération de la biomasse pour l'électricité étaient généralement plus coûteuses que celles faisant appel au diesel ou au gaz naturel liquéfié, mais présentaient plus d'avantages sur le plan environnemental, social et économique pour la collectivité, qui pouvaient justifier que le gouvernement appuie la production d'électricité à partir de la biomasse⁷⁰.

Jeff Philipp, président et chef de la direction de SSi Micro Ltd, a expliqué qu'il était possible d'installer une centrale de cogénération à la biomasse dans le hameau de Fort Providence dans les T.N.-O. M. Philipp est également propriétaire et gérant de la Snowshoe Inn, qui a attiré l'attention de la communauté internationale du fait qu'elle utilise un système rentable de cogénération thermique et d'électricité au diesel locale⁷¹.

M. Philipp estime que la réussite de la Snowshoe Inn peut inspirer des projets communautaires. Il propose d'installer une centrale de cogénération à la biomasse (thermique et électrique) utilisant des copeaux de bois récoltés sur place. L'électricité produite serait vendue sur le réseau local, tandis qu'un système de chauffage centralisé permettrait de chauffer les bâtiments avoisinants. Le but est de créer une fondation communautaire sans but lucratif appartenant aux partenaires autochtones qui gèreraient les centrales⁷².

G. Efficience et conservation énergétiques et énergie renouvelable à petite échelle

Les T.N.-O. encouragent la production d'énergie renouvelable de remplacement ainsi que l'efficience et la conservation énergétiques par le truchement de l'Arctic Energy Alliance (AEA). Il s'agit d'une société sans but lucratif établie par le gouvernement des T.N.-O. en 1997 dans le but de regrouper les activités des ministères et agences s'intéressant aux questions énergétiques.



L'AEA offre divers services et programmes, sous forme notamment de remise sur les achats d'électroménagers écoénergétiques admissibles, l'isolation résidentielle, les rénovations écoénergétiques et l'étanchéité des bâtiments commerciaux. Elle encourage et finance les technologies énergétiques de remplacement comme l'énergie solaire et éolienne, le chauffage à granulés de bois, le gaz synthétique/biocarburant et les pompes géothermiques.

Louie Azzolini, directeur exécutif de l'AEA, a indiqué au comité que la première priorité de son organisme était de promouvoir l'efficacité énergétique. Il a souligné qu'il lui était impossible de répondre à la demande pour la plupart de ses programmes. Il estime que le succès de son organisme tient à son approche locale, car son personnel est en première ligne et réparti dans toutes les régions du territoire⁷³.

Les projets énergétiques ne sont pas tous gérés par l'AEA. Par exemple, le ministère de l'Environnement et des Ressources naturelles administre le programme de conservation énergétique, qui aide les départements, offices et agences communautaires et les organismes sans but lucratif à réduire leur consommation d'électricité, de chauffage et d'eau en améliorant les systèmes d'éclairage, de chauffage, de ventilation, d'eau et d'électricité⁷⁴.

NUNAVUT

En 2007, le Nunavut a publié sa stratégie en matière énergétique, Ikummatiit. Cette stratégie est censée guider les politiques énergétiques et les programmes et activités connexes du gouvernement jusqu'en 2020. Son principal objectif est de réduire la dépendance du Nunavut aux combustibles fossiles. Les interventions ciblées par la stratégie s'articulent autour de quatre axes :

- efficacité et conservation énergétiques;
- énergie de substitution, notamment l'hydroélectricité;
- amélioration des pratiques de gestion; et
- mise en valeur du pétrole, du gaz et de l'uranium.

Le secrétariat à l'énergie du Nunavut, qui relève du ministère du Développement économique et des transports, a pour responsabilité d'élaborer, de coordonner et de mettre en vigueur la stratégie énergétique du Nunavut⁷⁵.

Le gouvernement du Nunavut (GN) assume, directement ou indirectement, près de 80 % des coûts énergétiques du territoire, ce qui comprend les subventions grâce auxquelles l'énergie reste abordable. Le territoire ne dispose actuellement d'aucun incitatif ou programme visant les technologies d'efficacité ou les énergies renouvelables⁷⁶.

Le GN achète, transporte, entrepose et distribue tous les produits du pétrole dans le territoire, sauf dans deux collectivités (Iqaluit et Cambridge Bay) où la gestion des stocks et la distribution relèvent d'un autre organisme. Ailleurs, il utilise des entrepreneurs locaux pour fournir les services nécessaires⁷⁷.

Le gouvernement prévoit les besoins en pétrole du territoire pour produire de l'électricité, puis, chaque année, achète en gros les ressources nécessaires. Le combustible ne peut être transporté que par bateau au cours des mois d'été puis entreposé dans des réservoirs dans chaque collectivité.

Opportunités, initiatives et projets

A. Une infrastructure de production de diesel vieillissante

L'électricité au Nunavut est entièrement produite par des groupes électrogènes au diesel. La Société d'énergie Qulliq (SEQ) produit et distribue l'électricité par l'entremise de 26 centrales au diesel autonomes réparties dans 25 collectivités. La SEQ fournit également de la chaleur résiduelle par des systèmes de chauffage centralisés raccordés à 10 centrales diesel⁷⁸. Tout ceci est financé en partie grâce au programme écoÉNERGIE pour les collectivités autochtones et nordiques⁷⁹.



Arctic Bay (Nunavut)

Avec l'autorisation de la Société d'énergie Qulliq



Les collectivités sont extrêmement éloignées les unes des autres sur un très vaste territoire. Il n'existe aucun réseau d'électricité territorial ni d'accès routier reliant les collectivités les unes aux autres. Les systèmes d'électricité au Nunavut sont isolés et doivent être planifiés et fonctionner indépendamment. En 2014, il y avait environ 17 centrales qui avaient atteint la fin de leur vie utile. Bon nombre des centrales diesel appartenaient auparavant au gouvernement fédéral par l'entremise de la Commission d'énergie du Nord canadien. Le territoire prévoit que le démantèlement des centrales devrait se traduire par d'importants coûts de dépollution.

Dans la plupart des collectivités, la production de diesel est la seule option viable pour disposer d'une énergie fiable et cette situation devrait se poursuivre encore quelque temps. Cela dit, étant donné le grand nombre de centrales diesel fonctionnant au-delà de leur durée de vie utile, la SEQ doit consacrer d'importants capitaux pour remplacer les pièces et effectuer des mises à niveau pour en prolonger le fonctionnement⁸⁰. Il est difficile d'acquérir des pièces pour ces installations. Une centrale vieillissante accroît le risque de panne et, en cas de panne se produisant en hiver, le gel pourrait faire d'importants dégâts.

Tableau 3 : Durée de vie attendue des centrales électriques du Nunavut

| Nom de la centrale | Date de construction | Années de vie restante |
|--------------------|----------------------|------------------------|
| Grise Fiord | 1963 | 0 |
| Qikiqtarjuaq | 1936 | 0 |
| Cape Dorset | 1964 | 0 |
| Cambridge Bay | 1967 | 0 |
| Kugluktuk | 1968 | 0 |
| Arviat | 1971 | 0 |
| Pangnirtung* | 1971 | 0 |
| Resolute Bay | 1971 | 0 |
| Taloyoak | 1972 | 0 |
| Rankin Inlet | 1973 | 0 |
| Arctic Bay | 1974 | 0 |
| Hall Beach | 1974 | 0 |
| Iglolik | 1974 | 0 |
| Kugaaruk | 1974 | 0 |
| Chesterfield Inlet | 1975 | 1 |
| Gjoa Haven | 1977 | 3 |
| Coral Harbour | 1988 | 14 |
| Whale Cove | 1991 | 17 |
| Kimmirut | 1992 | 18 |
| Pond Inlet | 1992 | 18 |
| Clyde River | 1999 | 25 |
| Naujaat | 2000 | 26 |
| Sanikiluaq | 2001 | 27 |
| Baker Lake | 2003 | 29 |
| Iqaluit | 2014 | 40 |

* Il y a eu un incendie à cette centrale en 2015.

Si certaines centrales peuvent avoir atteint la fin de leur vie utile, ce n'est pas nécessairement le cas des groupes électrogènes.

Source : QEC's Energy Development in Nunavut, *Dépliant d'information* remis au comité en mai 2014, tableau préparé par la bibliothèque du Parlement.



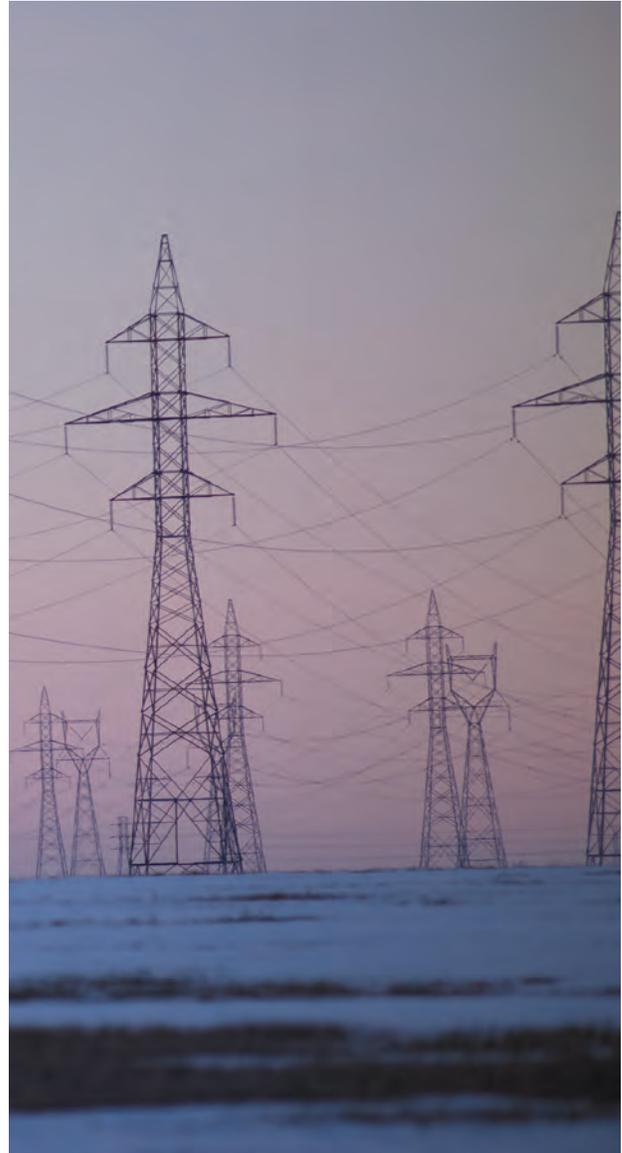
B. Raccordement avec le Manitoba

Depuis longtemps, on souhaite raccorder Churchill (Manitoba) et la région de Kivalliq, au Nunavut, riche en minerais. Ainsi, le Nunavut serait relié au réseau d'électricité nord-américain et pourrait disposer d'une hydroélectricité bon marché à partir du Manitoba, ce qui lui permettrait de réduire sa consommation de diesel, ses frais d'expédition et d'entreposage du diesel et les émissions de gaz à effet de serre et stimulerait les investissements miniers dans la région.

Un Groupe de travail de la confluence énergétique de la table ronde régionale de la baie d'Hudson a été constitué pour examiner la viabilité d'un élargissement du réseau de transport. En mai 2014, les membres du comité se trouvaient à Rankin Inlet pour discuter de l'avancement du projet avec les principaux intervenants, notamment la Kivalliq Inuit Association, des chefs municipaux et le gouvernement du Nunavut.

Les membres du comité ont également pu visiter la mine d'Agnico Eagle Meliadine, près de Rankin Inlet, qui en est à l'étape préalable à la production. Les représentants d'Agnico Eagle se sont dits très enthousiastes au sujet du projet de ligne de transport, soulignant que l'importance des coûts énergétiques est un obstacle majeur aux projets miniers.

La SEQ est en pourparlers actuellement avec des sociétés de mise en valeur inuites qui se sont dites intéressées par un partenariat. La ligne de transport est décrite dans le contexte d'un effort d'édification d'une nation, car elle pourrait débloquer des ressources minières énormes et permettre au territoire de contribuer en termes nets à la santé économique du pays.



Lignes de transport d'énergie dans la neige (Manitoba)
Avec l'autorisation de Manitoba Hydro



C. Options en matière d'hydroélectricité

La SEQ a souligné que deux projets de centrales hydroélectriques pourraient réduire la dépendance du territoire à l'égard du diesel⁸¹. Premièrement, l'Iqaluit Hydro Project, envisagé depuis un certain nombre d'années et faisant déjà l'objet de plusieurs études, notamment des rapports de faisabilité et environnementales, est attrayant, car Iqaluit consomme environ un tiers de tout le diesel brûlé sur le territoire. Le projet propose deux sites : 1) Qikiqjjaarvik (Jaynes Inlet) avec une capacité installée de 10 à 14,6 MW; et 2) Tungatalik (Armshow South) avec une capacité installée de 6 à 8,8 MW. On prévoit que les deux centrales seraient reliées à la même ligne de transport. La centrale de Qikiqjjaarvik (Jaynes Inlet) devrait être construite en premier⁸².

Les témoins ont indiqué au comité qu'il fallait 6 millions de dollars de plus pour mener d'autres études de faisabilité pour le projet d'hydroélectricité d'Iqaluit et que le gouvernement du Nunavut avait décidé de reporter le projet et de consacrer ses ressources limitées au remplacement, à la mise à niveau et au maintien des centrales au diesel existantes sur le territoire⁸³.

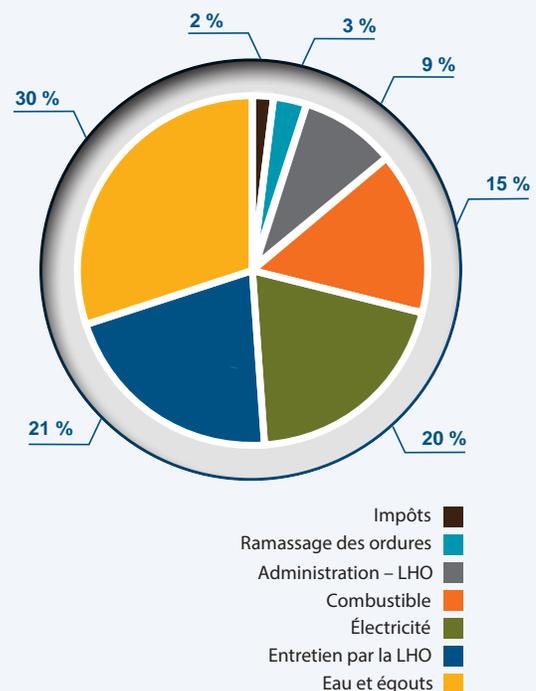
Le second site d'hydroélectricité se trouve dans la région de Kivalliq où plusieurs rivières pourraient desservir des collectivités voisines comme Baker Lake et Rankin Inlet, bien que l'on reconnaisse que les coûts de transport seraient importants. Le comité a appris que les deux projets seraient rentables à long terme, mais que les coûts des immobilisations étaient prohibitifs et que le territoire ne pouvait y faire face⁸⁴.

D. Logement et efficacité énergétique

Contrairement à ses homologues territoriaux, le Nunavut a un stock de logements qui appartiennent à une agence publique ou sont loués par cette dernière, la Société d'habitation du Nunavut (SHN). Cette dernière a donc une influence unique sur la consommation d'énergie dans le secteur résidentiel. Elle fournit environ 70 % des logements du territoire. Près de 50 % des logements sont des logements sociaux, et 15 % sont censés être destinés aux fonctionnaires du Nunavut. Le comité a appris qu'il y a une grave pénurie de logements et que bon nombre des logements existants sont surpeuplés et ont grand besoin de réparations.

La SHN paie la totalité des frais de chauffage, d'eau, d'égout et d'entretien. Le coût de fonctionnement annuel moyen pour une unité est de 24 800 \$, sur lesquels l'électricité représente 20 % et le chauffage (au diesel), 15 %. La facture d'eau et d'égout représente 30 % des frais de logement.

Figure 11 – Ventilation des coûts de fonctionnement des logements sociaux, Nunavut 2013-2014



Note : La LHO est la Local Housing Organization.

Source : Figure préparée par la Bibliothèque du Parlement à l'aide de données extraites du [Annual Report 2013-2014](#) de la Société d'habitation du Nunavut.



Les clients des logements sociaux de la SHN paient l'électricité six cents le kilowattheure, ce qui représente un tarif fortement subventionné. Lori Kimball, présidente et directrice générale de la Société d'habitation du Nunavut, a expliqué au comité que ce tarif ne suffisait pas pour influencer l'efficacité énergétique ou la conservation de l'énergie. Aussi, bon nombre des clients vivent d'aide sociale et c'est donc le gouvernement qui paye la facture⁸⁵. La SHN est en quête d'incitatifs afin d'améliorer la conservation énergétique, mais elle reconnaît la difficulté que présente cet objectif. Elle travaille avec la SEQ à rationaliser le processus hautement administratif lié aux subventions énergétiques.

Pour ce qui est du chauffage des locaux, M^{me} Kimball a expliqué que l'une des difficultés tient au fait que les logements sont si écoefficientes et étanches à l'air que, lorsque l'on éteint les échangeurs d'air, l'air devient irrespirable⁸⁶. C'est ainsi que les portes gèlent ou qu'il y a de la moisissure, et les locataires ouvrent les fenêtres. Dans certains cas, ceux-ci trouvent les échangeurs d'air trop bruyants ou placent des objets devant les bouches d'aération, surtout lorsque les logements sont surpeuplés. La Société cherche à sensibiliser la population et à fournir des incitatifs pour empêcher que l'on bloque les échangeurs d'air.

VII. LES PRIORITÉS NATIONALES POUR LES TERRITOIRES

Présentée en 2009, la Stratégie pour le Nord du Canada du gouvernement fédéral concrétise les priorités nationales du pays dans cette région. La Stratégie exprime une vision nordique axée sur quatre piliers: 1) l'exercice de notre souveraineté dans l'Arctique; 2) la protection de notre patrimoine naturel; 3) la promotion du développement social et économique; et 4) l'amélioration et la décentralisation de la gouvernance dans le Nord⁸⁷. La Stratégie mise sur l'identité et le patrimoine du Canada en tant que pays du Nord et renforce l'idée selon laquelle le potentiel de cette région est fortement lié à la prospérité existante et future de la nation.

Le comité est d'avis que l'amélioration énergétique dans les territoires fait partie de chaque aspect de la vision canadienne pour le Nord. Après avoir consacré plus d'un an à l'examen des questions énergétiques dans les territoires, le comité estime qu'il faut manifestement en modifier les systèmes énergétiques. Dans bon nombre de collectivités, les coûts déjà élevés augmentent. On y dépend lourdement du diesel importé, et les actifs énergétiques des territoires atteignent les limites de leur capacité, sont vieillissants et fonctionnent mal, ce qui menace la fiabilité de l'alimentation en énergie. Ces facteurs exercent de lourdes pressions sur les ressources publiques et limitent l'essor et la prospérité économiques. Cela étant, le comité a également constaté que les gouvernements territoriaux ont des projets visant à diversifier leurs sources d'énergie, notamment en recourant aux énergies renouvelables, à la biomasse et aux gaz liquéfiés et se concentrent sur la promotion et le financement des programmes d'efficacité et de conservation de l'énergie. Bien qu'ils en soient encore à un stade précoce, les gisements pétroliers promettent une plus grande autosuffisance énergétique des territoires, surtout au Yukon et dans les T.N.-O.



Les défis énergétiques du Nunavut

Le gouvernement du Nunavut doit relever des défis énergétiques différents de ceux de ses homologues des autres territoires. Les collectivités sont plus largement dispersées et isolées sur un territoire immense où les moyens d'accès sont limités. Son climat est plus rigoureux, et son territoire se situe entièrement au-dessus de la ligne des arbres. Pratiquement aucune technologie d'énergie renouvelable n'y a pénétré. Le territoire compte exclusivement sur des centrales diesel qui sont désuètes et doivent être mises à niveau ou remplacées immédiatement. Le gouvernement paie presque 80 % de tous les coûts énergétiques sur son territoire, par la voie essentiellement de subventions directes et indirectes.

Le Nunavut connaît des pénuries de logements, dont la plupart appartiennent à la Société de logement du Nunavut ou sont gérés par elle. Chez les habitants de logements sociaux, il semble n'y avoir aucun incitatif sur le plan des prix ou d'ordre financier réel pour les encourager à conserver l'énergie et à l'utiliser de manière efficiente. Le Nunavut a par ailleurs un taux de chômage qui est le double de la moyenne nationale⁸⁸ et la population dépend fortement de l'aide sociale. Les statistiques sur le territoire indiquent que 41 % de la population recevaient une forme d'aide sociale en 2013⁸⁹.

Cette forte dépendance à l'égard de l'aide sociale entre en contradiction avec les valeurs, la résilience et l'esprit d'initiative qui caractérisent les Nunavois depuis des siècles. Aujourd'hui, l'absence d'études, de compétences et de mobilité continue de miner le tissu social et économique du territoire. Le comité est d'avis que le gouvernement territorial doit s'attaquer au large écart entre les exigences professionnelles et les compétences disponibles et, si nécessaire, encourager la mobilité de la main-d'œuvre.



L'exercice de la souveraineté

« Il serait sage que le Canada s'assure d'y laisser dans la neige des empreintes bien profondes et visibles. »

Louie Azzolini,
Directeur exécutif, Arctic Energy Alliance

L'intégrité des frontières du Nord du Canada n'est pas contestée à l'échelle internationale. Cependant, dans un avenir prévisible, la région attirera davantage l'attention du fait du changement climatique et des pressions qui s'exercent à l'échelle mondiale pour fournir des ressources minérales et pétrolières. En effet, en raison du recul des glaces marines attribuable au changement climatique, le Passage du Nord-Ouest, voie maritime qui passe par l'Arctique canadien pour relier le Pacifique et l'Atlantique, est davantage ouvert à la navigation. Le gouvernement du Canada estime que ce passage fait partie des eaux internes canadiennes, ce que d'autres nations contestent.

Les territoires du Canada sont peu peuplés, puisqu'ils ne comptent que 116 700 habitants, mais, s'ils constituaient un pays, ils seraient au septième rang au monde pour ce qui est de la superficie. Bon nombre des témoins ont estimé que le Canada pourrait mieux faire valoir sa souveraineté si les collectivités du Nord étaient prospères et que les Canadiens maintenaient une présence forte dans ces territoires. Pour eux, une hausse du financement et des programmes fédéraux dans les territoires et dans leurs collectivités est intrinsèquement liée à l'objectif du Canada d'exercer sa souveraineté dans l'Arctique.



Patrouille de la Garde côtière (Nunavut)

Avec l'autorisation de Pêches et Océans Canada



Recommandations du comité

Même si le gouvernement fédéral ne fournit pas directement de chauffage ou ne produit pas directement d'électricité dans les territoires, il doit, selon le comité, contribuer au règlement des problèmes énergétiques, et à l'exploitation des opportunités en la matière, surtout au Nunavut.

La section qui suit présente les recommandations du comité.

A. Encourager l'efficacité et la conservation énergétiques

Le comité estime que l'efficacité et la conservation énergétiques constituent le plus important moyen de réduire les coûts d'énergie et la dépendance territoriale à l'égard du diesel importé, tout en respectant les objectifs environnementaux. L'adoption de pratiques et de technologies écoefficientes permet de consommer moins d'énergie tout en garantissant le même niveau de service. Parmi, toutes les options énergétiques, c'est celle qui est le plus à notre portée.

Si les économies peuvent être considérables sur le plan de l'énergie, il y a néanmoins des obstacles à l'adoption de comportements plus écoénergétiques par les ménages et les entreprises. Il s'agit notamment : 1) de l'absence de signal de prix approprié; 2) du manque d'information sur les avantages à long terme de l'efficacité énergétique; 3) de l'incapacité de financer les achats ou les investissements en efficacité énergétique; et 4) parfois, du manque d'accès à des produits adaptés.

Pour surmonter certains de ces obstacles, le Yukon et les T.N.-O. ont adopté des programmes qui encouragent, à l'aide d'incitatifs financiers, l'achat d'électroménagers et de fournaies hautement efficaces et les rénovations écoénergétiques sur les logements et les bâtiments. Dans sa stratégie énergétique de 2009, le Yukon s'était fixé pour cible d'augmenter de 20 % son efficacité énergétique d'ici 2020. Tous les territoires ont agi, par la voie de règlements et de codes, afin d'améliorer l'efficacité énergétique des domiciles et des bâtiments.

Actuellement, le gouvernement fédéral joue un petit rôle dans l'amélioration de l'efficacité énergétique dans les territoires. Par exemple, l'Office de l'efficacité énergétique de Ressources naturelles Canada n'administre aucune initiative ni aucun programme visant les territoires. Le comité estime que le gouvernement fédéral devrait accroître son rôle en s'attaquant aux obstacles à l'offre énergétique et aux investissements écoénergétiques dans les territoires.

Recommandation I

Que le gouvernement fédéral élabore un plan stratégique pour améliorer concrètement la conservation et l'efficacité énergétiques dans les territoires.

B. Financement fédéral des collectivités

Concernant les défis énergétiques des territoires, les témoins ont insisté sur le fait qu'il n'y a pas de solution universelle. Certaines solutions peuvent fonctionner pour une collectivité et non pour une autre, selon les caractéristiques de chacune et la disponibilité des ressources énergétiques.

Les services d'électricité territoriaux ont souligné que l'adoption de technologies d'énergie renouvelable ne va pas de soi en raison de leur coût élevé et des difficultés techniques qui accompagnent leur intégration aux réseaux existants. Ils ont néanmoins reconnu que le coût des investissements en énergie renouvelable diminuait. De même, la plupart des projets étaient perçus non seulement sous l'angle de l'énergie et de l'environnement, mais également en tant que porteurs d'emplois à l'échelle locale.



Par l'entremise de son programme écoÉNERGIE pour les collectivités autochtones et nordiques, le gouvernement fédéral aide les collectivités des territoires à adopter des projets d'énergie renouvelable dans le but de réduire les émissions de gaz à effet de serre produites par l'électricité et le chauffage. En général, l'aide ainsi fournie se chiffre aux alentours de 100 000 \$. Le gouvernement a ainsi contribué à des projets portant sur des systèmes de chauffage centralisés ou à chaleur résiduelle, à l'avancement de petits projets d'hydroélectricité, et à des projets faisant appel aux énergies éolienne, solaire, de biomasse et géothermique ainsi qu'à des projets énergétiques communautaires. Sur une période de neuf ans, il a consacré 18,2 millions de dollars au programme écoÉNERGIE pour les collectivités autochtones et nordiques, dont seulement 18 % ou 3,2 millions ont été investis dans les collectivités des territoires⁹⁰. Les fonds restants ont été répartis entre collectivités du Nord et autochtones hors des territoires. Le comité estime que le programme devrait être renouvelé, élargi, et qu'une portion plus grande devrait être affectée aux territoires.

Recommandation II

Que le gouvernement fédéral accroisse fortement le financement accordé dans le cadre du programme écoÉNERGIE pour les collectivités autochtones et nordiques dans le but de réduire la consommation de combustibles à forte teneur carbonique, d'accroître l'efficacité énergétique et d'améliorer la viabilité économique des collectivités.

C. Coordination des ressources fédérales pour les territoires

De nombreux ministères et organismes fédéraux ont des mandats qui influent à des degrés divers sur le contexte énergétique des territoires. Le comité craint que cela se traduise par un manque de cohésion et des inefficiences dans les politiques, les ressources et les programmes liés à l'énergie dans les territoires.

Voici les ministères et organismes fédéraux qui ont des responsabilités dans les territoires :

- Affaires autochtones et Développement du Nord Canada
- Agence canadienne de développement économique du Nord
- Ressources naturelles Canada
- Office national de l'énergie
- Environnement Canada
- Commission canadienne des affaires polaires (a fusionné avec la Station de recherche du Canada dans l'Extrême-Arctique (SRCEA) de manière à créer une plaque tournante de recherche importante pour la recherche scientifique dans l'Extrême-Arctique canadien)
- Société canadienne d'hypothèques et de logement
- Affaires étrangères, Commerce et Développement Canada
- Industrie Canada
- Transport Canada

Le comité est d'avis que les ressources fédérales existantes destinées aux territoires devraient relever d'un point d'accès et de livraison unique. Il estime qu'il serait possible de mieux coordonner au sein de chaque ministère et organisme, et entre eux, les importantes ressources et compétences en matière de programmes et de politiques énergétiques, d'appui à la communauté autochtone, de recherche et développement, d'évaluation des technologies



énergétiques, de classification du potentiel d'énergie renouvelable, de sensibilisation et de connaissance des questions énergétiques, de codes du bâtiment et autres régimes de réglementation, de financement de l'infrastructure et d'initiatives environnementales, en créant un centre fédéral du savoir et des ressources en matière énergétique pour les territoires.

Un tel centre de savoir et de ressources devrait miser sur la collaboration panterritoriale qui existe actuellement pour chercher des solutions aux défis énergétiques communs. Il pourrait réunir les pratiques adoptées dans les diverses collectivités canadiennes et dans d'autres pays nordiques qui ont fait leurs preuves et aider directement aux évaluations au cas par cas du potentiel énergétique des collectivités territoriales sur le plan de l'efficacité, la conservation et les ressources.

Le comité s'est fait dire que le Canada et les États-Unis collaborent à des questions énergétiques concernant le nord de leur pays, particulièrement les collectivités hors réseau, mais il estime que l'on peut faire plus en partenariat avec d'autres pays nordiques pour mettre en commun idées et pratiques exemplaires.

Recommandation III

Que le gouvernement fédéral crée un centre fédéral du savoir et des ressources axé sur la situation et les enjeux énergétiques des territoires, pour appuyer les analyses des technologies et de l'offre énergétiques, l'établissement de modèles économiques et environnementaux ainsi que les évaluations ainsi que la planification des ressources énergétiques.

D. Responsabilités fédérales dans les territoires

De nombreuses centrales électriques utilisées aujourd'hui appartenaient au gouvernement fédéral par l'entremise de la Commission d'énergie du Nord canadien (CENC), laquelle en assurait l'entretien, avant d'être transférées aux territoires dans les années 1980. Beaucoup fonctionnent au diesel, sur lesquelles un grand nombre ont atteint la fin de leur vie utile.

Le comité a appris avec surprise que 17 des 25 centrales diesel fonctionnant au Nunavut sont utilisées au-delà de leurs paramètres de conception. Ces installations vieillissantes augmentent les risques de panne, qui menacent la sécurité publique et se traduisent par des réparations coûteusesⁱⁱ.

Par exemple, le 2 avril 2015, le groupe électrogène au diesel du Hameau Pangnirtung a cessé de fonctionner, car il a pris feu⁹¹. Cette installation avait près de 45 ans et avait dépassé sa durée de vie utile. La communauté s'est trouvée en état d'urgence pendant un mois. Pour rétablir l'électricité, il a fallu transporter quatre groupes électrogènes à bord d'avions russes spécialisés : un gros avion-cargo et un hélicoptère biturbines de 70 pieds de long⁹². Le coût de l'opération (sans compter le coût des groupes électrogènes) : environ 3 millions de dollars⁹³.

Le comité estime que la situation ne peut durer. Il est également clair que, pour bien des collectivités éloignées hors réseau, surtout au Nunavut, le diesel est la seule solution viable pour produire l'électricité. Le comité croit que le remplacement des systèmes à groupes électrogènes existants par des systèmes plus neufs se traduira par des gains d'efficacité et d'efficacité et évitera ainsi des pannes coûteuses et perturbatrices. Le comité juge également que les gouvernements fédéral et territoriaux doivent se partager la responsabilité de relever les défis que pose le vieillissement des centrales diesel, héritées de la Commission de l'énergie du Nord canadien.

ⁱⁱ Il faut noter que les blocs électrogènes au diesel qui se trouvent dans la centrale n'ont pas forcément atteint la fin de leur durée de vie utile



Recommandation IV

Que le gouvernement fédéral facilite l'acquisition, la mise à niveau et l'installation des centrales diesel dans les collectivités éloignées et hors réseau du Nord.

E. Financement de l'infrastructure énergétique

Tous les gouvernements territoriaux ont souligné les opportunités de mises sur pied de grands projets hydroélectriques ou les avantages d'un raccordement au réseau électrique nord-américain, vers lequel ils doivent s'orienter pour des raisons financières. Le raccordement aux réseaux électriques est un moyen de partager des ressources avec les voisins du Sud et d'avoir accès à une énergie moins onéreuse, ce qui pourrait stimuler l'investissement minier et prolonger la vie des mines existantes. Bien des témoins ont estimé que ces projets étaient une manière d'édifier la nation et qu'il fallait un financement fédéral.

Le comité a cherché à savoir si l'engagement pris par le gouvernement du Canada de fournir une garantie d'emprunt pour les projets du cours inférieur du fleuve Churchill en 2011 pouvait constituer un modèle de grands projets énergétiques dans les territoiresⁱⁱⁱ. La garantie d'emprunt fédérale s'assortissait de trois conditions : les projets devaient avoir une importance régionale et nationale, avoir un mérite économique et financier, et réduire notablement les émissions de gaz à effet de serre au Canada. Les représentants de Ressources naturelles Canada ont indiqué au comité que le gouvernement fédéral est disposé à discuter de modalités similaires avec ses homologues des territoires si les projets proposés répondent aux mêmes critères⁹⁴.

La garantie d'emprunt pour les projets du cours inférieur du fleuve Churchill s'assortit d'autres modalités, notamment exiger des provinces qu'elles mettent en place des régimes de réglementation qui permettraient de recouvrer les coûts du projet à même les tarifs d'électricité, de manière à honorer le service de la dette qui était garantie. Ces modalités pourraient limiter le nombre de projets proposés dans les territoires, étant donné que l'assiette fiscale est modique, mais le comité estime néanmoins que ces modalités accompagnant les garanties de prêts fédérales doivent présenter en définitive un avantage financier et être assumées par tous ceux qui paient l'électricité.

Pour répondre aux demandes des territoires, le gouvernement fédéral a annoncé dans son budget 2015-2016 des relèvements du plafond de la dette des T.N.-O., qui passerait de 800 millions à 1,3 milliard de dollars, et du Nunavut, lequel est porté de 400 à 650 millions de dollars. Le comité appuie les changements annoncés par le gouvernement fédéral aux plafonds de la dette territoriale, depuis qu'il a appris des gouvernements et des services d'électricité des territoires que le faible niveau de ces plafonds freinait l'avancement de bon nombre de projets énergétiques.

Le comité est d'avis que le gouvernement fédéral devrait contribuer, dans une certaine mesure, à faire progresser les projets énergétiques des territoires, éventuellement par la voie d'un programme fédéral de financement de l'infrastructure visant des projets qui favorisent l'assainissement de l'air et réduisent les émissions de gaz à effet de serre.

Recommandation V

Que le gouvernement fédéral appuie l'investissement dans l'infrastructure nécessaire à des projets énergétiques admissibles des territoires.

ⁱⁱⁱ Les projets du cours inférieur du fleuve Churchill regroupent une centrale d'hydroélectricité de 824 MW à Muskrat Falls au Labrador, une ligne de transport d'énergie vers le réseau d'électricité de Terre-Neuve et Labrador et le raccordement au réseau de Nouvelle-Écosse par des câbles sous-marins.



VIII. CONCLUSION

Les actifs énergétiques et la conception des systèmes énergétiques des territoires sont en bonne partie l'héritage de décisions prises il y a plusieurs décennies. Bien des installations hydroélectriques ont été construites pour alimenter un secteur minier émergent. Les collectivités ont été équipées de centrales diesel, car c'était l'énergie la plus fiable et abordable, disponible au gré des besoins. Dans la plupart des collectivités des territoires, c'est toujours au diesel que l'on se chauffe et que l'on s'éclaire, et le combustible continuera probablement de jouer un rôle important dans l'alimentation en énergie du territoire. Cependant, bon nombre des systèmes énergétiques des territoires vieillissent; les actifs énergétiques, notamment les groupes électrogènes au diesel, sont dépassés et doivent être mis à niveau ou remplacés.

Dans le même temps, de nouveaux moyens d'alimenter les territoires en énergie sont envisageables. Les technologies d'énergie renouvelable, notamment solaire et éolienne, sont couplées aux systèmes diesel, et leur coût recule. L'énergie de la biomasse constitue une solution économique viable en remplacement du chauffage au diesel, réduisant du fait même les émissions de carbone et encourageant une économie propice aux emplois locaux. Le gaz naturel commence à être prometteur comme combustible capable de réduire la dépendance à l'égard du diesel dans les collectivités et dans le secteur minier des territoires, dont de nombreuses régions détiennent de vastes ressources hydroélectriques inexploitées à léguer aux générations à venir.

La décennie qui vient sera sans doute cruciale pour les territoires et leurs collectivités. Le comité estime que le gouvernement fédéral peut jouer un rôle pivot pour ce qui est d'aider les territoires à relever leurs défis en matière d'énergie tout en profitant des opportunités énergétiques qui découleront d'un Nord plus fort et plus prospère.



Chiens huskys sur l'île de Baffin (Nunavut)



ANNEXE A : TÉMOINS

Réunion du 7 mai 2015

Jan Larsson, fondateur (Energy North)

Réunion du 5 mai 2015

Sara Fisher-Goad, directrice exécutive (Alaska Energy Authority)
 Floyd Roland, maire (Ville d'Inuvik, Territoires du Nord-Ouest)
 Sean Skaling, directeur, Programmes d'énergie et évaluations (Alaska Energy Authority)

Réunion du 23 avril 2015

Dean Haslip, directeur général, CanmetÉNERGIE-Ottawa,
 Secteur de l'innovation et de la technologie de l'énergie (Ressources naturelles Canada)
 Anoop Kapoor, directeur, Division de l'énergie renouvelable et électrique (Ressources naturelles Canada)
 Drew Leyburne, directeur général, Direction de la politique énergétique,
 Secteur de l'énergie (Ressources naturelles Canada)
 Laura Oleson, directrice, Élaboration de la politique et de l'analyse, Office de l'efficacité énergétique,
 Secteur de l'énergie (Ressources naturelles Canada)

Réunion du 21 avril 2015

Chris Bertoli, Distribution de l'alimentation et surface électrique (Diavik Diamond Mines Inc.)
 Corey McLachlan, gestionnaire, Communautés et relations extérieures (Diavik Diamond Mines Inc.)

Réunion du 2 avril 2015

Stephen Hooey, chef de l'exploitation par intérim (Société d'habitation du Nunavut)
 Lori Kimball, présidente et directrice générale (Société d'habitation du Nunavut)
 Bernie MacIsaac, sous-ministre adjoint, ministère du Développement économique
 et des Transports (gouvernement du Nunavut)
 Arif Sayani, conseiller principal, Secrétariat à l'énergie, ministère du Développement économique
 et des Transports (gouvernement du Nunavut)

Réunion du 31 mars 2015

Emanuel DaRosa, président et chef de la direction (Société d'énergie des Territoires du Nord-Ouest)
 Jeff Philipp, président et chef de la direction (SSi Micro Ltd.)

Réunion du 26 mars 2015

Louie Azzolini, directeur exécutif (Arctic Energy Alliance)
 David Morrison (À titre personnel)

Réunion du 17 février 2015

Brendan Marshall, directeur, Affaires économiques (Association minière du Canada)

Réunion du 20 novembre 2014

Alain Barriault, président-directeur général (Société d'énergie Qulliq)
 William Mackay, sous-ministre adjoint par intérim, Affaires intergouvernementales (gouvernement du Nunavut)
 Denis Tanguay, président-directeur général (Coalition canadienne de l'énergie géothermique)



Réunion du 30 octobre 2014

Tim Weis, directeur régional de l'Alberta (Association canadienne de l'énergie éolienne)
John Gorman, président et chef de la direction (Association des Industries Solaires du Canada)

Réunion du 28 octobre 2014

Brendan Marshall, directeur, Affaires économiques (Association minière du Canada)

Réunion du 21 octobre 2014

Peter Lang, président (Dunedin Energy Systems Ltd.)

Réunion du 12 juin 2014

Rick Whittaker, vice-président aux investissements et chef de la technologie
(Technologies du développement durable du Canada)

Réunion du 27 mai 2014

Jim R. Burpee, président et premier dirigeant (Association canadienne de l'électricité)
Doug Tenney, vice-président, Relations avec les gouvernements et les Autochtones (ATCO Power)

Réunion du 8 mai 2014

Paul Cheliak, directeur, Développement des marchés (Association canadienne du gaz)
Paula Dunlop, directrice, Affaires publiques et stratégie (Association canadienne du gaz)

Réunion du 1^{er} mai 2014

Mark Cauchi, directeur exécutif, Pétrole, gaz et énergie de remplacement (Environnement Canada)
Jim Fox, chef du secteur, Stratégie et analyse (Office national de l'énergie)
Susan Harper, directrice générale, Développement économique
(Agence canadienne de développement économique du Nord)
Sandra LaFortune, directrice générale, Politique et planification
(Agence canadienne de développement économique du Nord)
Shelley Milutinovic, économiste en chef (Office national de l'énergie)
Lynne Patenaude, gestionnaire, Gaz naturel et pétrole brut (Environnement Canada)
Matthew Spence, directeur général, Bureau de gestion des projets nordiques
(Agence canadienne de développement économique du Nord)
Marc Tessier, chef, Section de l'énergie et directeur adjoint, Affaires circumpolaires et énergie
(Affaires étrangères et Commerce international Canada)

Réunion du 29 avril 2014

Michel Chénier, directeur, Gestion des ressources pétrolières et minérales
(Affaires autochtones et Développement du Nord Canada)
Catherine Conrad, directrice, Direction de l'environnement et des ressources renouvelables
(Affaires autochtones et Développement du Nord Canada)
Terence Hubbard, directeur général, Direction des ressources pétrolières,
Secteur de l'énergie (Ressources naturelles Canada)

Réunion du 3 avril 2014

Harold Calla, président exécutif (Conseil de gestion financière des Premières Nations)
Niilo Edwards, conseiller (Conseil de gestion financière des Premières Nations)



ANNEXE B : NOTES DE FIN DE DOCUMENT

- ¹ Sénat, Comité sénatorial permanent de l'Énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, [Témoignages](#), 2^e session, 41^e législature, 29 avril 2014 (Catherine Conrad, directrice, Direction de l'environnement et des ressources renouvelables, Affaires autochtones et Développement du Nord Canada).
- ² Environnement Canada, Normales climatiques canadiennes, [Normales et moyennes climatiques de 1981-2010](#).
- ³ *Ibid.*
- ⁴ Ressources naturelles Canada, [Vivre avec les changements climatiques au Canada : perspectives des secteurs relatives aux impacts et à l'adaptation](#), 2014.
- ⁵ Affaires autochtones et Développement du Nord Canada, [Les déplacements dans les Territoires du Nord-Ouest et au Nunavut](#).
- ⁶ Statistique Canada, Produit intérieur brut (PIB) aux prix de base, [Tableau Cansim 379-0030](#)
- ⁷ Le Conference Board du Canada, [Territorial Outlook 2014](#).
- ⁸ Sénat, Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, [Témoignages](#), 2^e session, 41^e législature, 17 février 2015 (Brendan Marshall, directeur, Affaires économiques, Association minière du Canada).
- ⁹ Association minière du Canada, [Faits et chiffres de l'industrie minière du Canada](#), Figure 4, 2014.
- ¹⁰ Le Conference Board du Canada, [Territorial Outlook 2014](#).
- ¹¹ *Ibid.*
- ¹² *Ibid.*
- ¹³ *Ibid.*
- ¹⁴ Bureau de la statistique du Nunavut, [Prévisions démographiques](#)
- ¹⁵ Finances Canada, [Plafonds d'emprunt des territoires](#).
- ¹⁶ Gouvernement du Canada, [Budget 2015](#), 21 avril 2015.
- ¹⁷ Sénat, Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, [Témoignages](#), 2^e session, 41^e législature, 29 avril 2014 (Catherine Conrad, directrice, Direction de l'environnement et des ressources renouvelables, Affaires autochtones et Développement du Nord Canada).
- ¹⁸ Andrew Hall, président-directeur général de la Société d'énergie du Yukon, mémoire au Comité sénatorial permanent de l'Énergie, de l'environnement et des Ressources naturelles.



- ¹⁹ Gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, ministère de l'Industrie, du tourisme et de l'investissement, [A Vision for the NWT Power System Plan – décembre 2013](#).
- ²⁰ Sénat, Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, [Témoignages](#), 2^e session, 41^e législature, 30 octobre 2014 (John Gorman, président et chef de la direction, Association des industries solaires du Canada).
- ²¹ Société d'énergie des Territoires du Nord-Ouest, [Corporate Structure](#).
- ²² Northland Utilities est propriétaire des colonnes de service, des lignes électriques, des isolateurs, des transformateurs et des réverbères au sein de son système de distribution et en assure l'entretien. Northland Utilities fournit aussi l'électricité par des groupes électrogènes au diesel à quatre collectivités de Wekweètì.
- ²³ Le Yukon Interim Electrical Rebate (qui a remplacé une subvention précédente) a été adopté en juillet 2009. Il représente, pour les ménages, un rabais maximum de 26,62 \$ par mois pour la première tranche de 1 000 kilowatt/heure d'électricité consommée.
- ²⁴ Sénat, Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, [Témoignages](#), 2^e session, 41^e législature, 29 avril, 2014 (Catherine Conrad, directrice, Direction de l'environnement et des ressources renouvelables, Affaires autochtones et Développement du Nord Canada).
- ²⁵ Gouvernement du Yukon, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, [Biomass Energy Strategy](#)
- ²⁶ Sénat, Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, [Témoignages](#), 2^e session, 41^e législature, 23 avril 2015 (Dean Haslip, directeur général, CanmetÉNERGIE-Ottawa, Secteur de l'innovation et de la technologie de l'énergie, Ressources naturelles Canada).
- ²⁷ *Ibid.*
- ²⁸ Forum des premiers ministres des Territoires, *Une vision nordique : Bâtir un Nord meilleur, Vers un Nord axé sur les énergies renouvelables*, [Énergie géothermique](#).
- ²⁹ Sénat, Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, [Témoignages](#), 2^e session, 41^e législature, 20 novembre 2014 (Denis Tanguay, président-directeur général, Coalition canadienne de l'énergie géothermique).
- ³⁰ Sénat, Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, [Témoignages](#), 2^e session, 41^e législature, 21 octobre 2014 (Peter Lang, président, Dunedin Energy Systems Ltd.).
- ³¹ Sénat, Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, [Témoignages](#), 2^e session, 41^e législature, 20 novembre 2014 (Alain Barriault, président-directeur général, Société d'énergie Qulliq).
- ³² Affaires autochtones et Développement du Nord Canada, [Pétrole et Gaz du Nord Rapport Annuel 2013](#), mai 2014.



- ³³ Sénat, Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, [Témoignages](#), 2^e session, 41^e législature, 29 avril 2014 (Michel Chénier, directeur, Gestion des ressources pétrolières et minérales, Affaires autochtones et Développement du Nord Canada).
- ³⁴ Bureau de la statistique des T.N.-O., [Oil and Gas](#).
- ³⁵ Forum des premiers ministres des Territoires, [Une vision nordique: Bâtir un Nord meilleur](#), 4 septembre 2014.
- ³⁶ Gouvernement du Yukon, Energy Solutions Centre, [Energy Strategy](#)
- ³⁷ Gouvernement du Yukon, [Hydroelectric Power Planning Directive Work Plan](#), mai 2014.
- ³⁸ Andrew Hall, président-directeur général de la Société d'énergie du Yukon, mémoire au Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles.
- ³⁹ Yukon Energy, Our Projects and Facilities, Public Engagement, [Pine Creek Hydro Project](#).
- ⁴⁰ M3 Engineering & Technology Corporation, [Casino Project Form 43-101F1 Technical Report Feasibility Study](#), 25 janvier 2013.
- ⁴¹ Gouvernement du Yukon, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, [Energy Strategy for Yukon, Independent Power Production Policy](#), 20 mai 2014.
- ⁴² *Ibid.*
- ⁴³ Gouvernement du Yukon, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, [Yukon Biomass Energy Strategy](#), Ébauche pour consultation publique, avril 2015.
- ⁴⁴ Gouvernement du Yukon, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, Energy Solutions Centre, [Programs](#)
- ⁴⁵ Manno Moreau, sous-ministre adjoint par intérim, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources du Yukon, mémoire au Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles.
- ⁴⁶ Gouvernement du Yukon, [Le gouvernement du Yukon accepte les 21 recommandations du Comité spécial d'examen des risques et des avantages de la fracturation hydraulique et annonce sa position sur l'exploitation des gaz de schiste](#), 9 avril 2015.
- ⁴⁷ Gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, ministère de l'Industrie, du tourisme et de l'investissement, [Northwest Territories Energy Action Plan](#), décembre 2013.
- ⁴⁸ Charrette Final Report, [2014 Northwest Territories Energy Charrette](#), 22 décembre 2014.
- ⁴⁹ Gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, ministère des Finances, [Discours du budget 2015-2016](#), 5 février 2015.



- ⁵⁰ Gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, ministère de l'Industrie, du tourisme et de l'investissement, [NWT Oil and Gas Strategy](#).
- ⁵¹ Le Snare Hydro System regroupe quatre centrales hydroélectriques sur la rivière Snare, qui se jette dans le Grand lac des Esclaves.
- ⁵² Société d'énergie des Territoires du Nord-Ouest, [Hydro](#), How We Supply Power.
- ⁵³ Sénat, Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, [Témoignages](#), 2^e session, 41^e législature, 31 mars 2015 (Emanuel DaRosa, président et chef de la direction, Société d'énergie des Territoires du Nord-Ouest).
- ⁵⁴ Gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, ministère des Finances, [Discours du budget 2015-2016](#), 5 février 2015.
- ⁵⁵ Sénat, Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, [Témoignages](#), 2^e session, 41^e législature, 31 mars 2015 (Emanuel DaRosa, président et chef de la direction, Société d'énergie des Territoires du Nord-Ouest).
- ⁵⁶ Gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, ministère de l'Industrie, du tourisme et de l'investissement, [Northwest Territories Energy Action Plan](#), décembre 2013.
- ⁵⁷ Société d'énergie des Territoires du Nord-Ouest, [Fort Simpson Solar Energy Project](#).
- ⁵⁸ Sénat, Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, [Témoignages](#), 2^e session, 41^e législature, 31 mars 2015 (Emanuel DaRosa, président et chef de la direction, Société d'énergie des Territoires du Nord-Ouest).
- ⁵⁹ *Ibid.*
- ⁶⁰ Norman Wells achète son électricité auprès d'une installation pétrolière alimentée au gaz naturel et gérée par Pétrolière Impériale Ressources Limitée et complète, en cas d'urgence, par un groupe électrogène au diesel.
- ⁶¹ Gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, ministère de l'Industrie, du tourisme et de l'investissement, [Northwest Territories Energy Action Plan](#), décembre 2013.
- ⁶² Diavik Diamond Mines Inc. est une co-entreprise rassemblant Rio Tinto et Dominion Diamonds.
- ⁶³ RioTinto, Global home, [Innovative and efficient wind farm delivers](#), Our commitment, Features.
- ⁶⁴ Sénat, Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, [Témoignages](#), 2^e session, 41^e législature, 21 avril 2015 (Corey McLachlan, gestionnaire, Relations avec les communautés et relations externes, Diavik Diamond Mines Inc.).
- ⁶⁵ Sénat, Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, [Témoignages](#), 2^e session, 41^e législature, 31 mars 2015 (Emanuel DaRosa, président et chef de la direction, Société d'énergie des Territoires du Nord-Ouest).



⁶⁶ *Ibid.*

⁶⁷ Association de la biomasse des T.N.-O., Obstacles aux installations bioénergétiques dans les T.N.-O., Document de travail, mai 2014.

⁶⁸ Gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, ministère de l'Industrie, du tourisme et de l'investissement, [Biomass Energy Resources](#), Energy Facts, 2012.

⁶⁹ Sénat, Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, [Témoignages](#), 2^e session, 41^e législature, 7 mai 2015 (Jan Larsson, fondateur, Energy North).

⁷⁰ Sénat, Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, [Témoignages](#), 2^e session, 41^e législature, 31 mars 2015 (Emanuel DaRosa, président et chef de la direction, Société d'énergie des Territoires du Nord-Ouest).

⁷¹ Sénat, Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, [Témoignages](#), 2^e session, 41^e législature, 31 mars 2015 (Jeff Philipp, président et chef de la direction, SSi Micro Ltd.).

⁷² *Ibid.*

⁷³ Sénat, Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, [Témoignages](#), 2^e session, 41^e législature, 26 mars 2015 (Louie Azzolini, directeur exécutif, Arctic Energy Alliance)

⁷⁴ Arctic Energy Alliance, [Energy Conservation Program](#).

⁷⁵ Gouvernement du Nunavut, Ikummatiit, [Secrétariat à l'énergie](#).

⁷⁶ Gouvernement du Nunavut, Ikummatiit, Secrétariat à l'énergie, Économie d'énergie, [Programmes et incitatifs](#).

⁷⁷ Gouvernement du Nunavut, ministère des Services communautaires et gouvernementaux, [Petroleum Products Division](#).

⁷⁸ Gouvernement du Nunavut, ministère des Finances, [Main Estimates 2014-15](#), Société d'énergie Qulliq, [Plant Operation](#).

⁷⁹ Sénat, Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, [Témoignages](#), 2^e session, 41^e législature, 29 avril 2014 (Catherine Conrad, directrice, Direction de l'environnement et des ressources renouvelables, Affaires autochtones et Développement du Nord Canada).

⁸⁰ Sénat, Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, [Témoignages](#), 2^e session, 41^e législature, 20 novembre 2014 (Alain Barriault, président-directeur général, Société d'énergie Qulliq).

⁸¹ *Ibid.*

⁸² Société d'énergie Qulliq, [Hydro](#).



- ⁸³ Sénat, Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, [Témoignages](#), 2^e session, 41^e législature, 20 novembre 2014 (Alain Barriault, Président et directeur général, de la Société d'énergie Qulliq).
- ⁸⁴ *Ibid.*
- ⁸⁵ Sénat, Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, [Témoignages](#), 2^e session, 41^e législature, 2 avril 2015 (Lori Kimball, présidente et directrice générale, Société d'habitation du Nunavut).
- ⁸⁶ *Ibid.*
- ⁸⁷ Gouvernement du Canada, [Stratégie pour le nord du Canada](#).
- ⁸⁸ Bureau de la statistique du Nunavut, [Le Nunavut en bref](#), et Statistique Canada, Enquête sur la population, estimations selon le sexe et le groupe d'âge, désaisonnalisées et non désaisonnalisées, [Tableau CANSIM 282-0087](#), respectivement.
- ⁸⁹ Bureau de la statistique du Nunavut, [Nunavut Social Assistance Recipients, 2005 to 2013](#)
- ⁹⁰ Affaires autochtones et Développement du Nord Canada, [Programme écoÉNERGIE pour les collectivités autochtones et nordiques \(PECAN\) 2011–2016](#).
- ⁹¹ Gouvernement du Nunavut, ministère de l'Exécutif et des Affaires intergouvernementales, [État d'urgence local décrété à Pangnirtung](#), Bulletin de situation d'urgence, 2 avril 2015.
- ⁹² Nunatsiaq online, [Permanent power solution for Pangnirtung on its way: Nunavut government](#), 16 avril 2015.
- ⁹³ Information obtenue de la Société d'énergie Qulliq.
- ⁹⁴ Sénat, Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, [Témoignages](#), 2^e session, 41^e législature, 23 avril 2015 (Anoop Kapoor, directeur, Division de l'énergie renouvelable et électrique, Ressources naturelles Canada).

APPEARING

Thursday, June 4, 2015

The Honourable Greg Rickford, P.C., M.P., Minister of Natural Resources.

WITNESSES

Tuesday, June 2, 2015

Assembly of First Nations:

Cameron Alexis, Alberta Regional Chief;
Stuart Wuttke, General Counsel.

Thursday, June 4, 2015

Natural Resources Canada:

Jeff Labonté, Director General, Energy Safety and Security Branch, Energy Sector.

COMPARAÎT

Le jeudi 4 juin 2015

L'honorable Greg Rickford, C.P., député, ministre des Ressources naturelles.

TÉMOINS

Le mardi 2 juin 2015

Assemblée des Premières Nations :

Cameron Alexis, chef régional de l'Alberta;
Stuart Wuttke, avocat général.

Le jeudi 4 juin 2015

Ressources naturelles Canada :

Jeff Labonté, directeur général, Direction de la sûreté énergétique et sécurité, Secteur de l'énergie.