



*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<sup>e</sup> législature – 2<sup>e</sup> 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



<b>NUNAVUT</b> .....	<b>36</b>
<b>Opportunités, initiatives et projets</b> .....	<b>37</b>
<b>A. Une infrastructure de production de diesel vieillissante</b> .....	<b>37</b>
<b>B. Raccordement avec le Manitoba</b> .....	<b>39</b>
<b>C. Options en matière d'hydroélectricité</b> .....	<b>40</b>
<b>D. Logement et efficacité énergétique</b> .....	<b>40</b>
<b>VII. Les priorités nationales pour les territoires</b> .....	<b>41</b>
<b>Les défis énergétiques du Nunavut</b> .....	<b>42</b>
<b>L'exercice de la souveraineté</b> .....	<b>43</b>
<b>Recommandations du comité</b> .....	<b>44</b>
<b>A. Encourager l'efficacité et la conservation énergétiques</b> .....	<b>44</b>
<b>B. Financement fédéral des collectivités</b> .....	<b>44</b>
<b>C. Coordination des ressources fédérales pour les territoires</b> .....	<b>45</b>
<b>D. Responsabilités fédérales dans les territoires</b> .....	<b>46</b>
<b>E. Financement de l'infrastructure énergétique</b> .....	<b>47</b>
<b>VIII. CONCLUSION</b> .....	<b>48</b>
<b>ANNEXE A : TÉMOINS</b> .....	<b>49</b>
<b>ANNEXE B : NOTES DE FIN DE DOCUMENT</b> .....	<b>51</b>



## 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 nationale<sup>1</sup>. 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

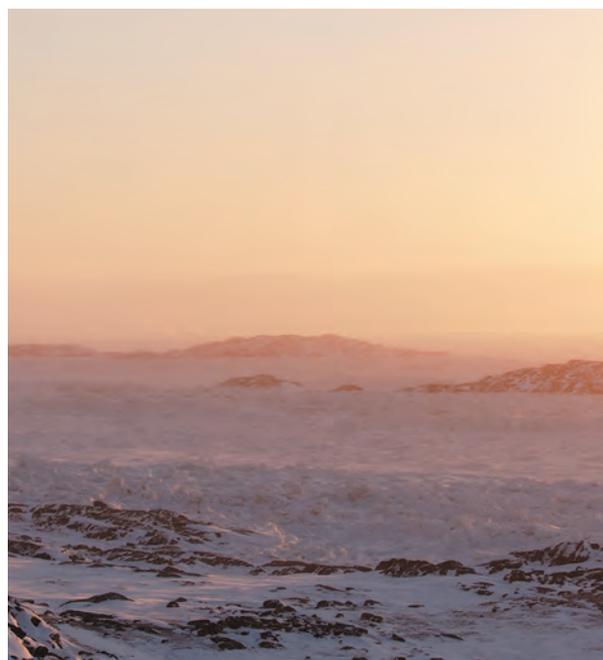
Les territoires canadiens couvrent une superficie immense où les climats sont variés. En général, les hivers sont longs et rigoureux et les étés, frais et brefs. Les précipitations y sont rares et concentrées au cours des mois les plus chauds. Sur l'année, les températures moyennes mensuelles varient entre 20 °C et -20 °C, à Whitehorse, et entre 20 °C et -30 °C, à Yellowknife<sup>2</sup>. En général, Iqaluit connaît des températures plus fraîches, qui vont de 12 °C à -32 °C<sup>3</sup>. 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 continu<sup>4</sup>.

**Tableau 1 – Superficie et population – Territoires du Canada, 2014**

	Yukon	Territoires du Nord-Ouest	Nunavut
Superficie en km <sup>2</sup>	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 glace<sup>5</sup>. 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.

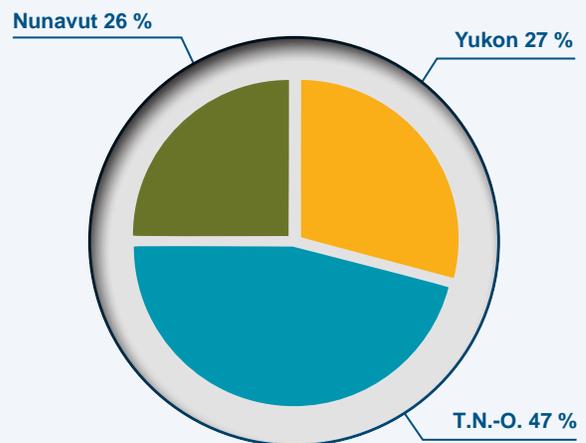
## B. Aperçu économique

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 dollars<sup>6</sup>. 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 Nunavut<sup>7</sup>.

Les mines et les industries connexes constituent le moteur du secteur primaire privé, puisqu'elles représentent environ 15 % de l'emploi dans les territoires<sup>8</sup>. En 2013, les territoires assuraient plus de 6,4 % de l'ensemble de la production minière du Canada<sup>9</sup>.

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 2011<sup>10</sup>. 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

<b>Yukon</b>	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 <sup>11</sup> .
<b>T.N.-O.</b>	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 <sup>12</sup> .
<b>Nunavut</b>	<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 production<sup>13</sup>.</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 population<sup>14</sup>. 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>



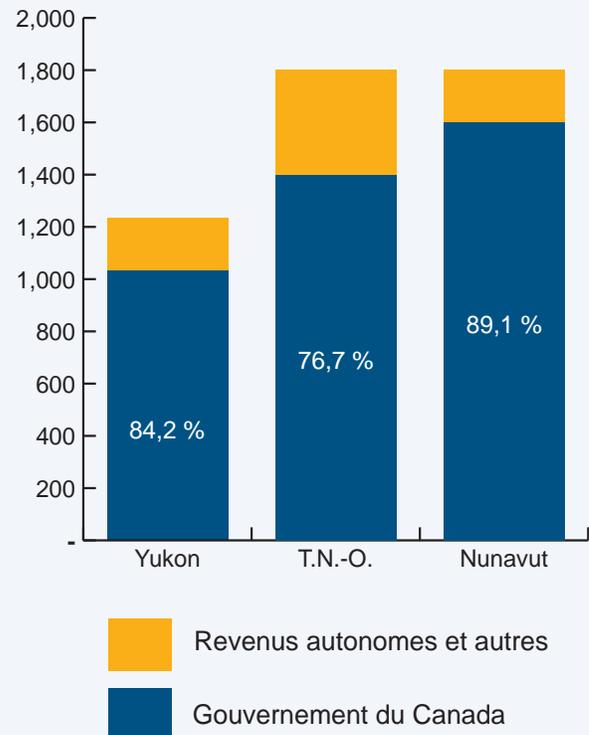
## C. Aperçu budgétaire

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 territoriaux<sup>15</sup>.

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 territoires<sup>16</sup>. 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 1980<sup>i</sup>.

#### 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)<sup>17</sup>. 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.

<sup>i</sup> 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.



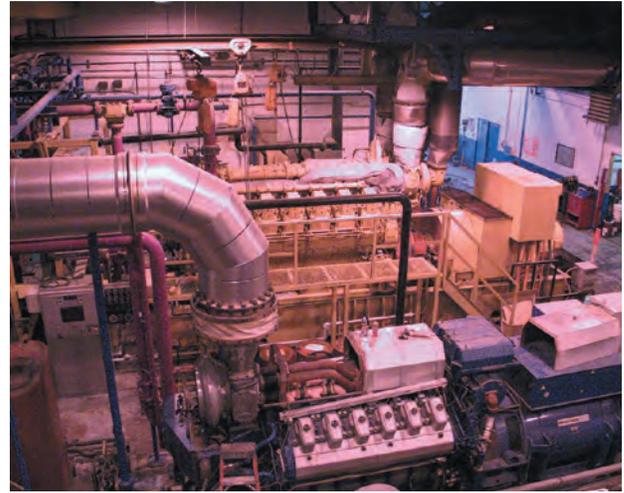
## Hydroélectricité

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.<sup>18</sup> 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
<b>Collectivités alimentées au diesel</b>	5	23	25
<b>Collectivités alimentées à l'hydro-électricité</b>	16	9	0
<b>Collectivités alimentées au gaz naturel</b>	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 diesel<sup>19</sup>. 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'hydroélectricité<sup>20</sup>. 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



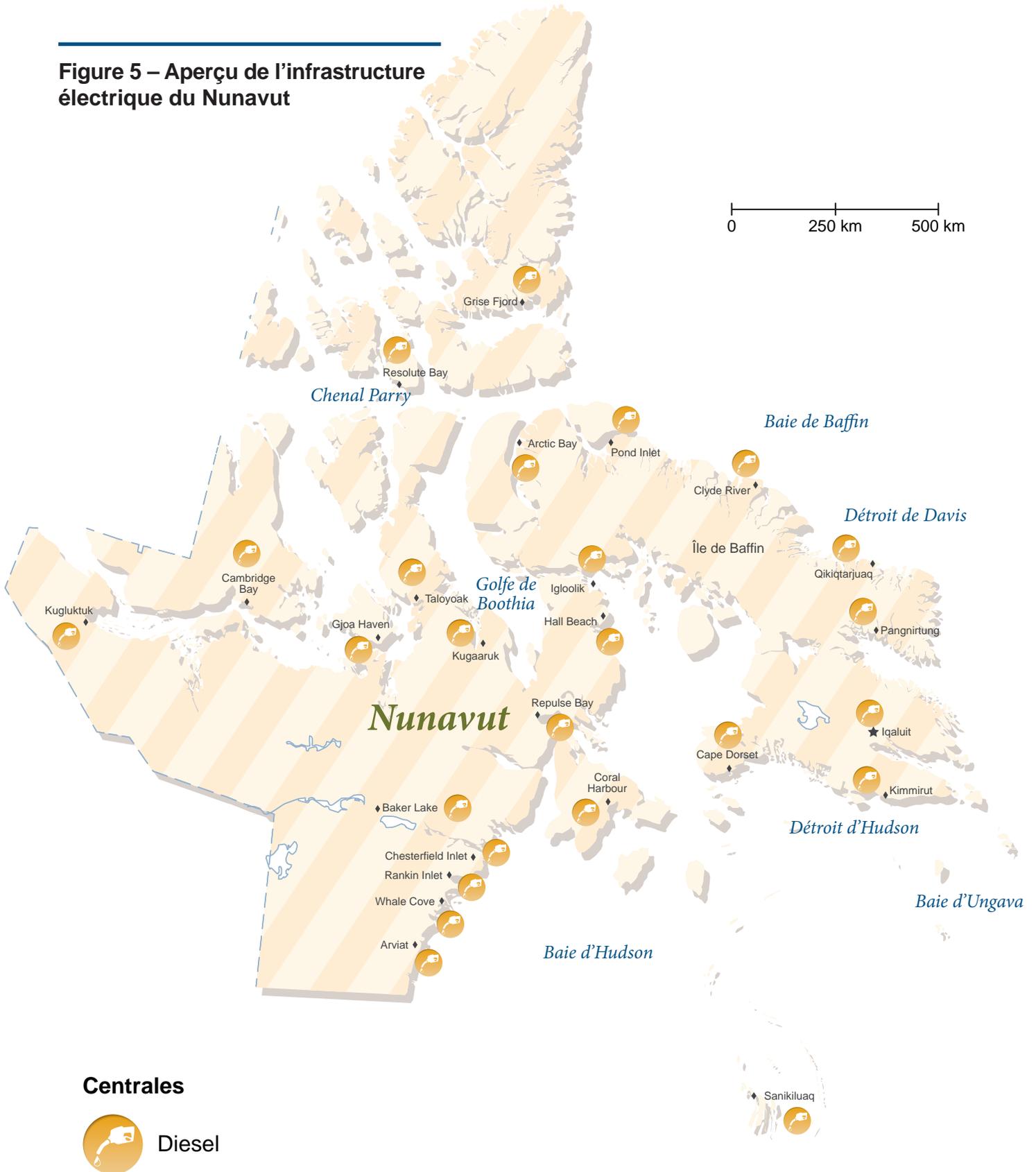
Gaz naturel



Énergie solaire



Figure 5 – Aperçu de l'infrastructure électrique du Nunavut





## Comparaison des modes de production de l'électricité

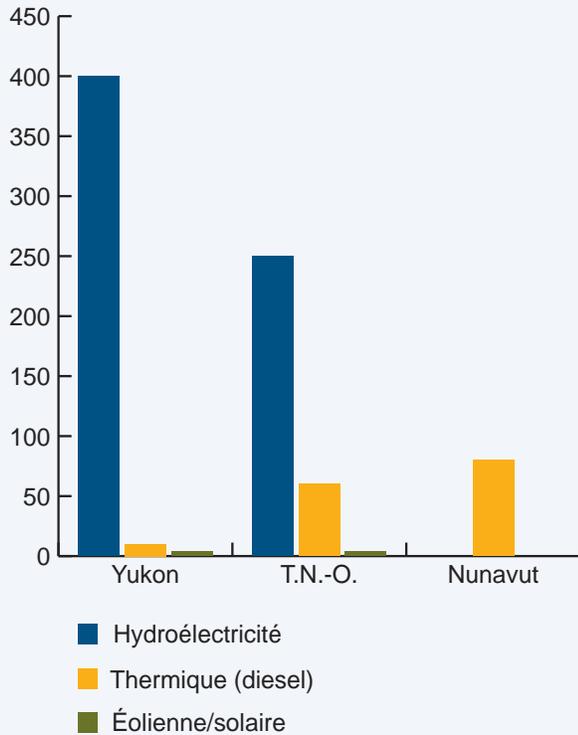
L'électricité est produite, transportée et livrée aux collectivités des territoires par l'entremise de services privés ou publics assujettis à une réglementation.

<b>Yukon</b>	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.
<b>T. N.-O.</b>	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 <sup>21</sup> . Les deux services de distribution s'appellent Northland Utilities (N.W.T.) Limited et Northland Utilities (Yellowknife) Limited, qui appartiennent toutes deux à ATCO <sup>22</sup> . Northland Utilities produit et distribue de l'électricité à certaines collectivités alimentées au diesel.
<b>Nunavut</b>	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.



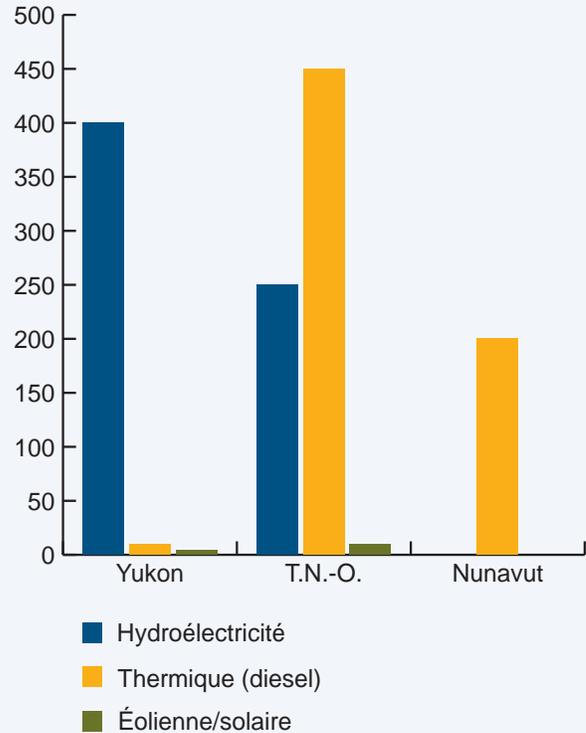
**Figure 6 – Production d'électricité dans les territoires par producteur d'électricité (GW/h) 2013**



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)<sup>23</sup>.

**Tableau 3 – Yukon – Tarifs résidentiels 2015**

<b>Première tranche de 1 000 kWh</b>	12,14 ¢ par kWh
<b>Entre 1 001 et 2 500 kWh</b>	12,82 ¢ par kWh
<b>Plus de 2 500 kWh</b>	13,99 ¢ par kWh

Source : Société d'énergie du Yukon, [Rate Schedules \(1160\)](#)

**Tableau 4 – T.N.-O. – Tarifs résidentiels 2015**

<b>Collectivités – Hydroélectricité</b>	21 - 34 ¢/kWh
<b>Plupart des collectivités à énergie thermique</b>	
<i>Entre le 1<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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.



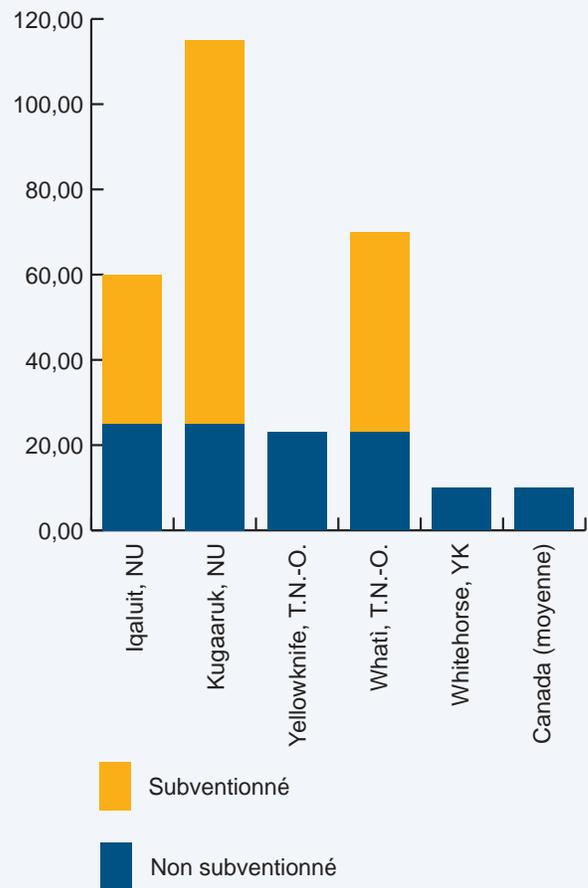
Au Nunavut, toutes les collectivités sont subventionnées à hauteur de 30,15 cents par kWh pour la première tranche de 1 000 kWh par mois d'hiver ou de 700 kWh par mois d'été. Si la consommation dépasse ces seuils, le coût total des services à la communauté est reflété dans le tarif, de sorte que les 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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'électricité<sup>24</sup>.

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 public<sup>25</sup>.

### 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*



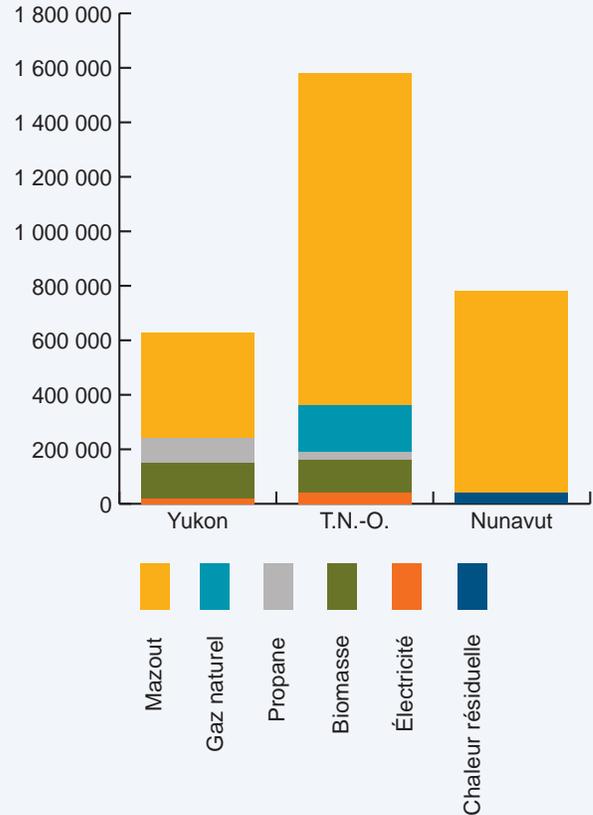
Actuellement, Inuvik (T. N.-O.) est la seule ville des territoires qui se chauffe au gaz naturel. Au Yukon et, dans une faible mesure, dans les T.N.-O., le propane sert également au chauffage. L'électricité coûtant moins cher au Yukon, certains ménages s'installent des systèmes de chauffage électrique. 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><b>Gazéification de la biomasse issue de déchets</b></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 énergétiques<sup>26</sup>.</p>
<p><b>Habitations modulaires pour le Nord</b></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 pointe<sup>27</sup>. 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><b>Pompes géothermiques</b></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 canadien<sup>28</sup>. 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 bâtiments<sup>29</sup>.</p>
<p><b>Piles nucléaires</b></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 carburant<sup>30</sup>. 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 pergélisol<sup>31</sup>.</p>
<p><b>Énergies marémotrice et utilisant le courant océanique</b></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><b>Transformation du plastique en diesel synthétique</b></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

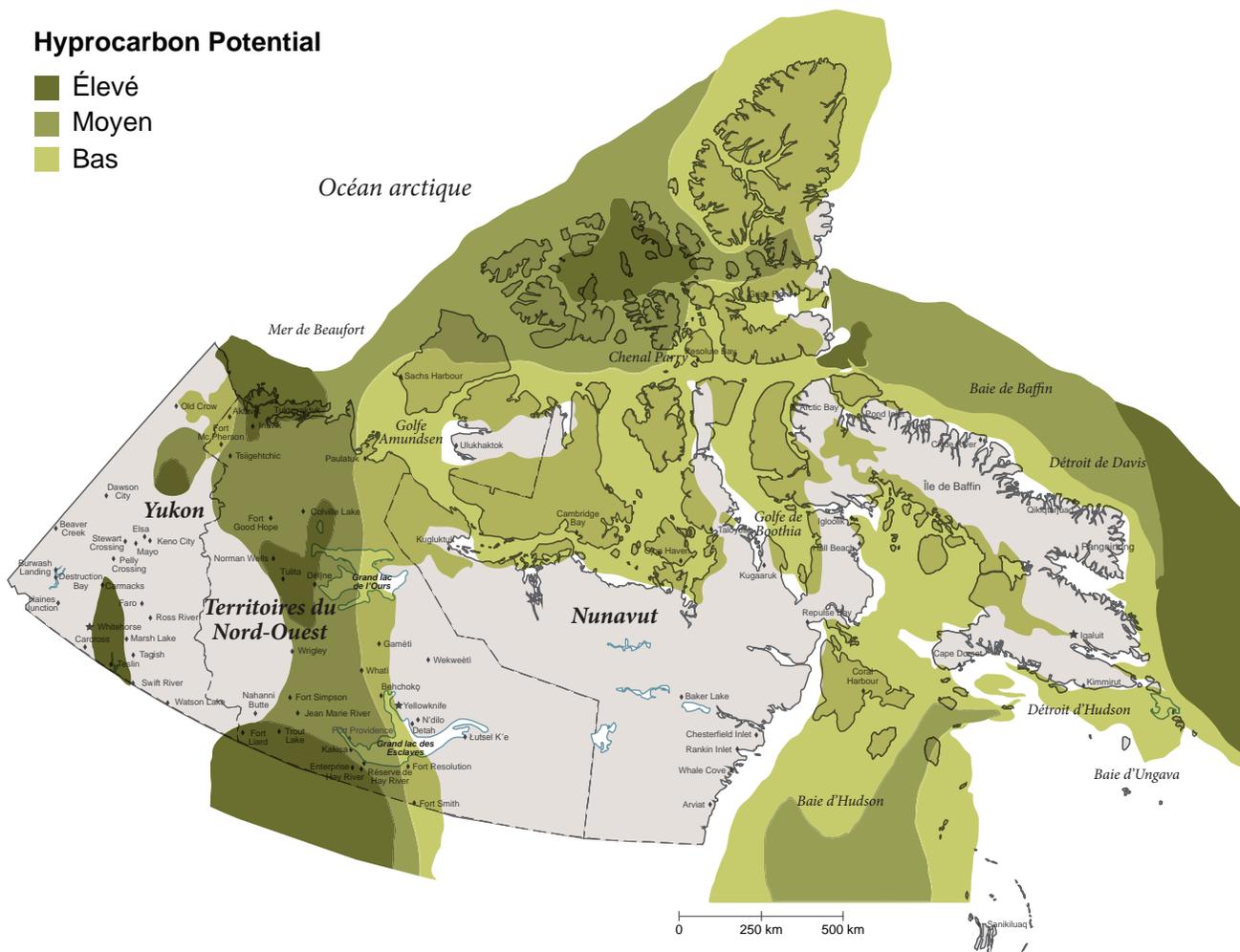
Les territoires du Canada contiendraient de vastes ressources pétrolières et gazières sur leurs territoires et au-delà des côtes, qui sont presque entièrement inexploitées. La plupart des gisements se trouvent le long du prolongement nord du Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, traversent la vallée du Mackenzie et s'étendent jusqu'à la mer de Beaufort<sup>32</sup>. 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 Mackenzie<sup>33</sup>.

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<sup>er</sup> 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 recule<sup>34</sup>. 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 prospère<sup>35</sup>.

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 gaz<sup>36</sup>.

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

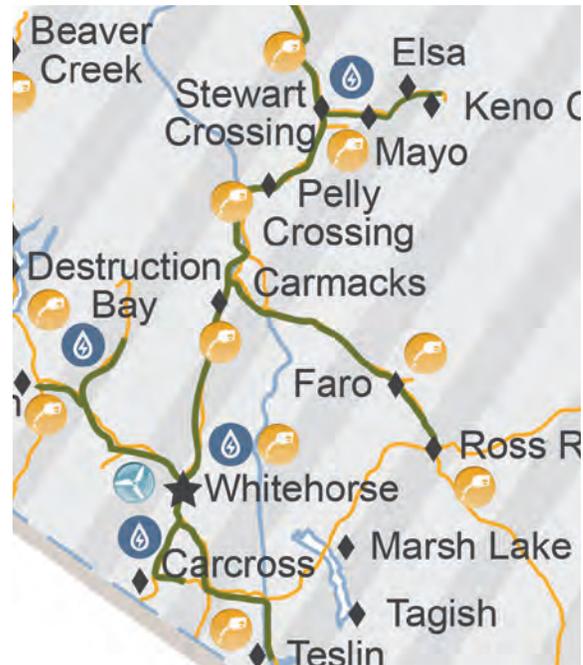
#### A. Hydroélectricité de nouvelle génération

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 renouvelable<sup>37</sup>.



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 forte<sup>38</sup>. 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 mégawatt<sup>39</sup>.



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 Whitehorse<sup>40</sup>.

## 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 2015<sup>41</sup>. 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 abonnés<sup>42</sup>.

## 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 énergétique<sup>43</sup>.

## 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 réseau<sup>44</sup>.

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'économie<sup>45</sup>.

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 populations<sup>46</sup>.



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'environnement<sup>47</sup>. 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 communauté<sup>48</sup>.

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 renouvelables<sup>49</sup>. Il élabore une stratégie pétrolière et gazière pour dégager le potentiel de ses importantes ressources pétrolières<sup>50</sup>.

## 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 System<sup>51</sup> (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)<sup>52</sup>.

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 année<sup>53</sup>. 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 Snare<sup>54</sup>.

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 pays<sup>55</sup>. 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
<b>Total</b>	<b>1 200</b>

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 solaire<sup>56</sup>.

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 diesel<sup>57</sup>. 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 diesel<sup>58</sup>. 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 Lake<sup>59</sup>.



## 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 <sup>60</sup> , 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'année<sup>61</sup>. 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 Yellowknife<sup>62</sup>. 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 diesel<sup>63</sup>.

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 entreposage<sup>64</sup>.

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 témoins<sup>65</sup>. Il n'y a donc que peu d'endroits prometteurs, le plus important étant la région Delta-Beaufort près d'Inuvik<sup>66</sup>.

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 Alberta<sup>67</sup>. 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 rapide<sup>68</sup>.

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.<sup>69</sup> 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 biomasse<sup>70</sup>.

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 locale<sup>71</sup>.

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 centrales<sup>72</sup>.

## 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 territoire<sup>73</sup>.

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'électricité<sup>74</sup>.

## 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 Nunavut<sup>75</sup>.

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 renouvelables<sup>76</sup>.

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 nécessaires<sup>77</sup>.

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 diesel<sup>78</sup>. Tout ceci est financé en partie grâce au programme écoÉNERGIE pour les collectivités autochtones et nordiques<sup>79</sup>.



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 fonctionnement<sup>80</sup>. 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 diesel<sup>81</sup>. 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 premier<sup>82</sup>.

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 territoire<sup>83</sup>.

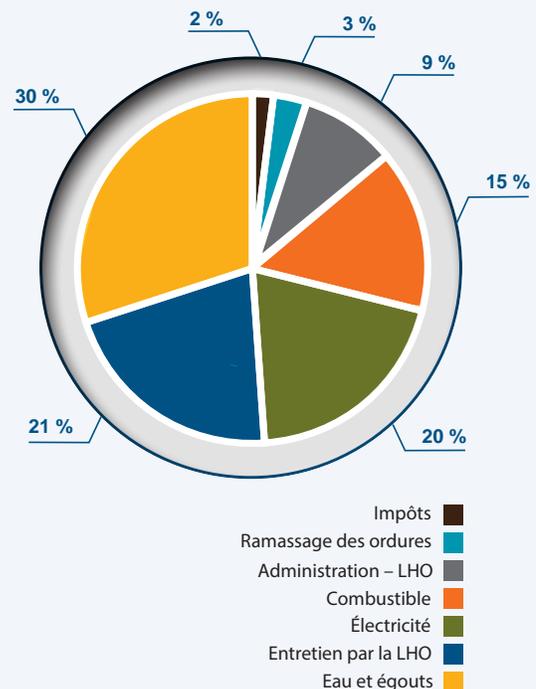
Le second site d'hydroélectricité se trouve dans la région de Kivalliq où plusieurs rivières pourraient desservir des collectivités voisines comme Baker Lake et Rankin Inlet, bien que l'on reconnaisse que les coûts de transport seraient importants. Le comité a appris que les deux projets seraient rentables à long terme, mais que les coûts des immobilisations étaient prohibitifs et que le territoire ne pouvait y faire face<sup>84</sup>.

## 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 facture<sup>85</sup>. 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<sup>me</sup> 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 irrespirable<sup>86</sup>. 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 Nord<sup>87</sup>. 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 nationale<sup>88</sup> 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 2013<sup>89</sup>.

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 territoires<sup>90</sup>. 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 coûteuses<sup>ii</sup>.

Par exemple, le 2 avril 2015, le groupe électrogène au diesel du Hameau Pangnirtung a cessé de fonctionner, car il a pris feu<sup>91</sup>. 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 long<sup>92</sup>. Le coût de l'opération (sans compter le coût des groupes électrogènes) : environ 3 millions de dollars<sup>93</sup>.

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.

<sup>ii</sup> 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 territoires<sup>iii</sup>. 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 critères<sup>94</sup>.

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.**

<sup>iii</sup> 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<sup>er</sup> 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

- <sup>1</sup> Sénat, Comité sénatorial permanent de l'Énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, [Témoignages](#), 2<sup>e</sup> session, 41<sup>e</sup> législature, 29 avril 2014 (Catherine Conrad, directrice, Direction de l'environnement et des ressources renouvelables, Affaires autochtones et Développement du Nord Canada).
- <sup>2</sup> Environnement Canada, Normales climatiques canadiennes, [Normales et moyennes climatiques de 1981-2010](#).
- <sup>3</sup> *Ibid.*
- <sup>4</sup> Ressources naturelles Canada, [Vivre avec les changements climatiques au Canada : perspectives des secteurs relatives aux impacts et à l'adaptation](#), 2014.
- <sup>5</sup> Affaires autochtones et Développement du Nord Canada, [Les déplacements dans les Territoires du Nord-Ouest et au Nunavut](#).
- <sup>6</sup> Statistique Canada, Produit intérieur brut (PIB) aux prix de base, [Tableau Cansim 379-0030](#)
- <sup>7</sup> Le Conference Board du Canada, [Territorial Outlook 2014](#).
- <sup>8</sup> Sénat, Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, [Témoignages](#), 2<sup>e</sup> session, 41<sup>e</sup> législature, 17 février 2015 (Brendan Marshall, directeur, Affaires économiques, Association minière du Canada).
- <sup>9</sup> Association minière du Canada, [Faits et chiffres de l'industrie minière du Canada](#), Figure 4, 2014.
- <sup>10</sup> Le Conference Board du Canada, [Territorial Outlook 2014](#).
- <sup>11</sup> *Ibid.*
- <sup>12</sup> *Ibid.*
- <sup>13</sup> *Ibid.*
- <sup>14</sup> Bureau de la statistique du Nunavut, [Prévisions démographiques](#)
- <sup>15</sup> Finances Canada, [Plafonds d'emprunt des territoires](#).
- <sup>16</sup> Gouvernement du Canada, [Budget 2015](#), 21 avril 2015.
- <sup>17</sup> Sénat, Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, [Témoignages](#), 2<sup>e</sup> session, 41<sup>e</sup> législature, 29 avril 2014 (Catherine Conrad, directrice, Direction de l'environnement et des ressources renouvelables, Affaires autochtones et Développement du Nord Canada).
- <sup>18</sup> 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.



- <sup>19</sup> 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](#).
- <sup>20</sup> Sénat, Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, [Témoignages](#), 2<sup>e</sup> session, 41<sup>e</sup> législature, 30 octobre 2014 (John Gorman, président et chef de la direction, Association des industries solaires du Canada).
- <sup>21</sup> Société d'énergie des Territoires du Nord-Ouest, [Corporate Structure](#).
- <sup>22</sup> 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.
- <sup>23</sup> 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.
- <sup>24</sup> Sénat, Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, [Témoignages](#), 2<sup>e</sup> session, 41<sup>e</sup> législature, 29 avril, 2014 (Catherine Conrad, directrice, Direction de l'environnement et des ressources renouvelables, Affaires autochtones et Développement du Nord Canada).
- <sup>25</sup> Gouvernement du Yukon, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, [Biomass Energy Strategy](#)
- <sup>26</sup> Sénat, Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, [Témoignages](#), 2<sup>e</sup> session, 41<sup>e</sup> législature, 23 avril 2015 (Dean Haslip, directeur général, CanmetÉNERGIE-Ottawa, Secteur de l'innovation et de la technologie de l'énergie, Ressources naturelles Canada).
- <sup>27</sup> *Ibid.*
- <sup>28</sup> Forum des premiers ministres des Territoires, *Une vision nordique : Bâtir un Nord meilleur, Vers un Nord axé sur les énergies renouvelables*, [Énergie géothermique](#).
- <sup>29</sup> Sénat, Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, [Témoignages](#), 2<sup>e</sup> session, 41<sup>e</sup> législature, 20 novembre 2014 (Denis Tanguay, président-directeur général, Coalition canadienne de l'énergie géothermique).
- <sup>30</sup> Sénat, Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, [Témoignages](#), 2<sup>e</sup> session, 41<sup>e</sup> législature, 21 octobre 2014 (Peter Lang, président, Dunedin Energy Systems Ltd.).
- <sup>31</sup> Sénat, Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, [Témoignages](#), 2<sup>e</sup> session, 41<sup>e</sup> législature, 20 novembre 2014 (Alain Barriault, président-directeur général, Société d'énergie Qulliq).
- <sup>32</sup> Affaires autochtones et Développement du Nord Canada, [Pétrole et Gaz du Nord Rapport Annuel 2013](#), mai 2014.



- <sup>33</sup> Sénat, Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, [Témoignages](#), 2<sup>e</sup> session, 41<sup>e</sup> législature, 29 avril 2014 (Michel Chénier, directeur, Gestion des ressources pétrolières et minérales, Affaires autochtones et Développement du Nord Canada).
- <sup>34</sup> Bureau de la statistique des T.N.-O., [Oil and Gas](#).
- <sup>35</sup> Forum des premiers ministres des Territoires, [Une vision nordique: Bâtir un Nord meilleur](#), 4 septembre 2014.
- <sup>36</sup> Gouvernement du Yukon, Energy Solutions Centre, [Energy Strategy](#)
- <sup>37</sup> Gouvernement du Yukon, [Hydroelectric Power Planning Directive Work Plan](#), mai 2014.
- <sup>38</sup> 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.
- <sup>39</sup> Yukon Energy, Our Projects and Facilities, Public Engagement, [Pine Creek Hydro Project](#).
- <sup>40</sup> M3 Engineering & Technology Corporation, [Casino Project Form 43-101F1 Technical Report Feasibility Study](#), 25 janvier 2013.
- <sup>41</sup> Gouvernement du Yukon, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, [Energy Strategy for Yukon, Independent Power Production Policy](#), 20 mai 2014.
- <sup>42</sup> *Ibid.*
- <sup>43</sup> Gouvernement du Yukon, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, [Yukon Biomass Energy Strategy](#), Ébauche pour consultation publique, avril 2015.
- <sup>44</sup> Gouvernement du Yukon, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, Energy Solutions Centre, [Programs](#)
- <sup>45</sup> 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.
- <sup>46</sup> 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.
- <sup>47</sup> Gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, ministère de l'Industrie, du tourisme et de l'investissement, [Northwest Territories Energy Action Plan](#), décembre 2013.
- <sup>48</sup> Charrette Final Report, [2014 Northwest Territories Energy Charrette](#), 22 décembre 2014.
- <sup>49</sup> Gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, ministère des Finances, [Discours du budget 2015-2016](#), 5 février 2015.



- <sup>50</sup> Gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, ministère de l'Industrie, du tourisme et de l'investissement, [NWT Oil and Gas Strategy](#).
- <sup>51</sup> Le Snare Hydro System regroupe quatre centrales hydroélectriques sur la rivière Snare, qui se jette dans le Grand lac des Esclaves.
- <sup>52</sup> Société d'énergie des Territoires du Nord-Ouest, [Hydro](#), How We Supply Power.
- <sup>53</sup> Sénat, Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, [Témoignages](#), 2<sup>e</sup> session, 41<sup>e</sup> législature, 31 mars 2015 (Emanuel DaRosa, président et chef de la direction, Société d'énergie des Territoires du Nord-Ouest).
- <sup>54</sup> Gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, ministère des Finances, [Discours du budget 2015-2016](#), 5 février 2015.
- <sup>55</sup> Sénat, Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, [Témoignages](#), 2<sup>e</sup> session, 41<sup>e</sup> législature, 31 mars 2015 (Emanuel DaRosa, président et chef de la direction, Société d'énergie des Territoires du Nord-Ouest).
- <sup>56</sup> Gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, ministère de l'Industrie, du tourisme et de l'investissement, [Northwest Territories Energy Action Plan](#), décembre 2013.
- <sup>57</sup> Société d'énergie des Territoires du Nord-Ouest, [Fort Simpson Solar Energy Project](#).
- <sup>58</sup> Sénat, Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, [Témoignages](#), 2<sup>e</sup> session, 41<sup>e</sup> législature, 31 mars 2015 (Emanuel DaRosa, président et chef de la direction, Société d'énergie des Territoires du Nord-Ouest).
- <sup>59</sup> *Ibid.*
- <sup>60</sup> 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.
- <sup>61</sup> Gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, ministère de l'Industrie, du tourisme et de l'investissement, [Northwest Territories Energy Action Plan](#), décembre 2013.
- <sup>62</sup> Diavik Diamond Mines Inc. est une co-entreprise rassemblant Rio Tinto et Dominion Diamonds.
- <sup>63</sup> RioTinto, Global home, [Innovative and efficient wind farm delivers](#), Our commitment, Features.
- <sup>64</sup> Sénat, Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, [Témoignages](#), 2<sup>e</sup> session, 41<sup>e</sup> législature, 21 avril 2015 (Corey McLachlan, gestionnaire, Relations avec les communautés et relations externes, Diavik Diamond Mines Inc.).
- <sup>65</sup> Sénat, Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, [Témoignages](#), 2<sup>e</sup> session, 41<sup>e</sup> législature, 31 mars 2015 (Emanuel DaRosa, président et chef de la direction, Société d'énergie des Territoires du Nord-Ouest).



<sup>66</sup> *Ibid.*

<sup>67</sup> Association de la biomasse des T.N.-O., Obstacles aux installations bioénergétiques dans les T.N.-O., Document de travail, mai 2014.

<sup>68</sup> Gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, ministère de l'Industrie, du tourisme et de l'investissement, [Biomass Energy Resources](#), Energy Facts, 2012.

<sup>69</sup> Sénat, Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, [Témoignages](#), 2<sup>e</sup> session, 41<sup>e</sup> législature, 7 mai 2015 (Jan Larsson, fondateur, Energy North).

<sup>70</sup> Sénat, Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, [Témoignages](#), 2<sup>e</sup> session, 41<sup>e</sup> législature, 31 mars 2015 (Emanuel DaRosa, président et chef de la direction, Société d'énergie des Territoires du Nord-Ouest).

<sup>71</sup> Sénat, Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, [Témoignages](#), 2<sup>e</sup> session, 41<sup>e</sup> législature, 31 mars 2015 (Jeff Philipp, président et chef de la direction, SSi Micro Ltd.).

<sup>72</sup> *Ibid.*

<sup>73</sup> Sénat, Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, [Témoignages](#), 2<sup>e</sup> session, 41<sup>e</sup> législature, 26 mars 2015 (Louie Azzolini, directeur exécutif, Arctic Energy Alliance)

<sup>74</sup> Arctic Energy Alliance, [Energy Conservation Program](#).

<sup>75</sup> Gouvernement du Nunavut, Ikummatiit, [Secrétariat à l'énergie](#).

<sup>76</sup> Gouvernement du Nunavut, Ikummatiit, Secrétariat à l'énergie, Économie d'énergie, [Programmes et incitatifs](#).

<sup>77</sup> Gouvernement du Nunavut, ministère des Services communautaires et gouvernementaux, [Petroleum Products Division](#).

<sup>78</sup> Gouvernement du Nunavut, ministère des Finances, [Main Estimates 2014-15](#), Société d'énergie Qulliq, [Plant Operation](#).

<sup>79</sup> Sénat, Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, [Témoignages](#), 2<sup>e</sup> session, 41<sup>e</sup> législature, 29 avril 2014 (Catherine Conrad, directrice, Direction de l'environnement et des ressources renouvelables, Affaires autochtones et Développement du Nord Canada).

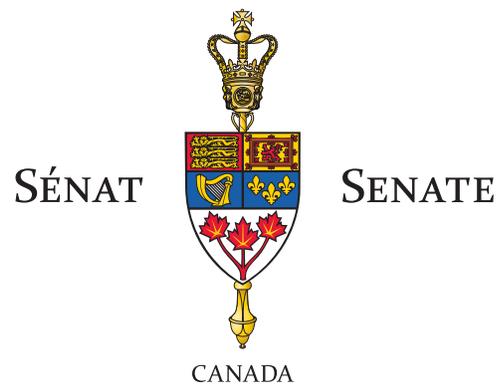
<sup>80</sup> Sénat, Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, [Témoignages](#), 2<sup>e</sup> session, 41<sup>e</sup> législature, 20 novembre 2014 (Alain Barriault, président-directeur général, Société d'énergie Qulliq).

<sup>81</sup> *Ibid.*

<sup>82</sup> Société d'énergie Qulliq, [Hydro](#).



- <sup>83</sup> Sénat, Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, [Témoignages](#), 2<sup>e</sup> session, 41<sup>e</sup> législature, 20 novembre 2014 (Alain Barriault, Président et directeur général, de la Société d'énergie Qulliq).
- <sup>84</sup> *Ibid.*
- <sup>85</sup> Sénat, Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, [Témoignages](#), 2<sup>e</sup> session, 41<sup>e</sup> législature, 2 avril 2015 (Lori Kimball, présidente et directrice générale, Société d'habitation du Nunavut).
- <sup>86</sup> *Ibid.*
- <sup>87</sup> Gouvernement du Canada, [Stratégie pour le nord du Canada](#).
- <sup>88</sup> 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.
- <sup>89</sup> Bureau de la statistique du Nunavut, [Nunavut Social Assistance Recipients, 2005 to 2013](#)
- <sup>90</sup> Affaires autochtones et Développement du Nord Canada, [Programme écoÉNERGIE pour les collectivités autochtones et nordiques \(PECAN\) 2011–2016](#).
- <sup>91</sup> 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.
- <sup>92</sup> Nunatsiaq online, [Permanent power solution for Pangnirtung on its way: Nunavut government](#), 16 avril 2015.
- <sup>93</sup> Information obtenue de la Société d'énergie Qulliq.
- <sup>94</sup> Sénat, Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, [Témoignages](#), 2<sup>e</sup> session, 41<sup>e</sup> législature, 23 avril 2015 (Anoop Kapoor, directeur, Division de l'énergie renouvelable et électrique, Ressources naturelles Canada).



[www.senate-senat.ca](http://www.senate-senat.ca)