

SENATE



SÉNAT

CANADA

First Session
Forty-second Parliament, 2015-16

*Proceedings of the Standing
Senate Committee on*

ENERGY, THE
ENVIRONMENT AND
NATURAL RESOURCES

Chair:

The Honourable RICHARD NEUFELD

Tuesday, May 3, 2016
Thursday, May 5, 2016

Issue No. 7

Consideration of a draft agenda (future business)

and

Sixth and seventh meetings:

Study on the effects of transitioning to a
low carbon economy

WITNESSES:
(See back cover)

Première session de la
quarante-deuxième législature, 2015-2016

*Délibérations du Comité
sénatorial permanent de l'*

ÉNERGIE, DE
L'ENVIRONNEMENT ET DES
RESSOURCES NATURELLES

Président :

L'honorable RICHARD NEUFELD

Le mardi 3 mai 2016
Le jeudi 5 mai 2016

Fascicule n° 7

Étude d'un projet d'ordre du jour (travaux futurs)

et

Sixième et septième réunions :

Étude sur les effets de la transition vers une économie à
faibles émissions de carbone

TÉMOINS :
(Voir à l'endos)

STANDING SENATE COMMITTEE ON ENERGY,
THE ENVIRONMENT AND NATURAL RESOURCES

The Honourable Richard Neufeld, *Chair*

The Honourable Paul J. Massicotte, *Deputy Chair*

and

The Honourable Senators:

Bellemare	MacDonald
* Carignan, P.C. (or Martin)	McCoy
* Harder, P.C. (or Bellemare)	Mockler
Johnson	Patterson
	Ringuette
	Seidman

*Ex officio members

(Quorum 4)

Change in membership of the committee:

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

The Honourable Senator Mitchell was removed from the membership of the committee, substitution pending (*May 4, 2016*).

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

Président : L'honorable Richard Neufeld

Vice-président : L'honorable Paul J. Massicotte

et

Les honorables sénateurs :

Bellemare	MacDonald
* Carignan, C.P. (ou Martin)	McCoy
* Harder, C.P. (ou Bellemare)	Mockler
Johnson	Patterson
	Ringuette
	Seidman

* Membres d'office

(Quorum 4)

Modification de la composition du comité :

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

L'honorable sénateur Mitchell a été retiré de la liste des membres du comité, remplacement à venir (*le 4 mai 2016*).

MINUTES OF PROCEEDINGS

OTTAWA, Tuesday, May 3, 2016
(11)

[*English*]

The Standing Senate Committee on Energy, the Environment and Natural Resources met this day at 5:12 p.m., in room 257, East Block, the chair, the Honourable Richard Neufeld, presiding.

Members of the committee present: The Honourable Senators Johnson, MacDonald, Massicotte, McCoy, Mitchell, Mockler, Neufeld, Patterson, Ringuette and Seidman (10).

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

Also present: The official reporters of the Senate.

Pursuant to the order of reference adopted by the Senate on Thursday, March 10, 2016, the committee continued its study on the effects of transitioning to a low carbon economy. (*For complete text of the order of reference, see proceedings of the committee, Issue No. 4.*)

WITNESSES:

Ecologic Institute US:

Max Gruenig, President.

TransAlta Corporation:

Don Wharton, Managing Director for Carbon Transition
(by video conference).

The chair made a statement.

Mr. Gruenig made a statement and answered questions.

At 6:14 p.m., the committee suspended.

At 6:15 p.m., the committee resumed.

Mr. Wharton made a statement and answered questions.

At 7:08 p.m., the committee adjourned to the call of the chair.

ATTEST:

La greffière intérimaire du comité,

Marcy Zlotnick

Acting Clerk of the Committee

PROCÈS-VERBAUX

OTTAWA, le mardi 3 mai 2016
(11)

[*Traduction*]

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui, à 17 h 12, dans la pièce 257 de l'édifice de l'Est, sous la présidence de l'honorable Richard Neufeld (*président*).

Membres du comité présents : Les honorables sénateurs Johnson, MacDonald, Massicotte, McCoy, Mitchell, Mockler, Neufeld, Patterson, Ringuette et Seidman (10).

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

Aussi présents : Les sténographes officiels du Sénat.

Conformément à l'ordre de renvoi adopté par le Sénat le jeudi 10 mars 2016, le comité poursuit son étude sur les effets de la transition vers une économie à faibles émissions de carbone. (*Le texte intégral de l'ordre de renvoi figure au fascicule n° 4 des délibérations du comité.*)

TÉMOINS :

Ecologic Institute US :

Max Gruenig, président.

TransAlta Corporation :

Don Wharton, directeur général, Transition vers une réduction du carbone (par vidéoconférence).

Le président fait une déclaration.

M. Gruenig fait une déclaration et répond aux questions.

À 18 h 14, la séance est suspendue.

À 18 h 15, la séance reprend.

M. Wharton fait une déclaration et répond aux questions.

À 19 h 8, le comité s'ajourne jusqu'à nouvelle convocation de la présidence.

ATTESTÉ :

OTTAWA, Thursday, May 5, 2016
(12)

[English]

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

Members of the committee present: The Honourable Senators Johnson, MacDonald, Massicotte, Mockler, Neufeld, Patterson, Ringuette and Seidman (8).

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

Also present: The official reporters of the Senate.

The chair informed the committee of a vacancy in the deputy chair and presided over the election of the deputy chair.

The Honourable Senator Mockler moved:

That the Honourable Senator Massicotte be deputy chair of this committee.

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

The deputy chair made a statement.

Pursuant to the order of reference adopted by the Senate on Thursday, March 10, 2016, the committee continued its study on the effects of transitioning to a low carbon economy. (For complete text of the order of reference, see proceedings of the committee, Issue No. 4.)

WITNESSES:

Canadian Electricity Association:

Sergio Marchi, President and CEO;

Devin McCarthy, Director, Generation and Environment.

Capital Power:

Martin Kennedy, Vice President, External Affairs.

Nova Scotia Power Inc.:

Terry Toner, Director, Environmental Services.

Canadian Biogas Association:

Jennifer Green, Executive Director;

Kevin Matthews, Director;

Donald Beverly, Director.

The chair made a statement.

Mr. Marchi, Mr. Kennedy and Mr. Toner made a statement and, together with Mr. McCarthy, answered questions.

At 9:07 a.m., the committee suspended.

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

OTTAWA, le jeudi 5 mai 2016
(12)

[Traduction]

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

Membres du comité présents : Les honorables sénateurs Johnson, MacDonald, Massicotte, Mockler, Neufeld, Patterson, Ringuette et Seidman (8).

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

Aussi présents : Les sténographes officiels du Sénat.

Le président informe le comité que le poste de vice-président est vacant et préside à l'élection à la vice-présidence.

L'honorable sénateur Mockler propose :

Que l'honorable sénateur Massicotte soit élu vice-président du comité.

La motion, mise aux voix, est adoptée.

Le vice-président fait une déclaration.

Conformément à l'ordre de renvoi adopté par le Sénat le jeudi 10 mars 2016, le comité poursuit son étude sur les effets de la transition vers une économie à faibles émissions de carbone. (Le texte intégral de l'ordre de renvoi figure au fascicule n° 4 des délibérations du comité.)

TÉMOINS :

Association canadienne de l'électricité :

Sergio Marchi, président-directeur général;

Devin McCarthy, directeur, Génération et environnement.

Capital Power :

Martin Kennedy, vice-président, Affaires extérieures.

Nova Scotia Power Inc. :

Terry Toner, directeur, Services de l'environnement.

Canadian Biogas Association :

Jennifer Green, directrice générale;

Kevin Matthews, directeur;

Donald Beverly, directeur.

Le président fait une déclaration.

MM. Marchi, Kennedy et Toner font chacun une déclaration puis, avec M. McCarthy, répondent aux questions.

À 9 h 7, la séance est suspendue.

À 9 h 9, la séance reprend.

Ms. Green made a statement and, together with Mr. Beverly and Mr. Matthews, answered questions.

At 9:59 a.m., the committee adjourned to the call of the chair.

ATTEST:

Mme Green fait une déclaration puis, avec MM. Beverly et Matthews, répond aux questions.

À 9 h 59, le comité s'ajourne jusqu'à nouvelle convocation de la présidence.

ATTESTÉ :

La greffière du comité,

Lynn Gordon

Clerk of the Committee

EVIDENCE

OTTAWA, Tuesday, May 3, 2016

The Standing Senate Committee on Energy, the Environment and Natural Resources met this day at 5:12 p.m. to study the effects of transitioning to a low carbon economy.

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

[*English*]

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

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

I would now ask senators around the table to introduce themselves, beginning with my colleague to the right.

Senator Mitchell: Grant Mitchell from Alberta.

Senator MacDonald: Michael MacDonald from Nova Scotia.

[*Translation*]

Senator Massicotte: Paul J. Massicotte from Quebec.

Senator Ringuette: Pierrette Ringuette from New Brunswick.

Senator Mockler: Percy Mockler from New Brunswick.

[*English*]

Senator Johnson: Janis Johnson from Manitoba.

Senator Patterson: Dennis Patterson from Nunavut.

Senator Seidman: Judith Seidman from Montreal, Quebec.

The Chair: I'd also like to introduce our staff, beginning with the clerk, Marcy Zlotnick; and our two Library of Parliament analysts who are both here tonight, Sam Banks and Marc LeBlanc.

Today marks the sixth meeting for our study on the effects of transitioning to a low-carbon economy, as required to meet the Government of Canada's announced targets for greenhouse gas emission reductions.

TÉMOIGNAGES

OTTAWA, le mardi 3 mai 2016

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui, à 17 h 12, pour étudier les effets de la transition vers une économie à faibles émissions de carbone.

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

[*Traduction*]

Le président : Bienvenue à la réunion du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles. Je m'appelle Richard Neufeld. Je représente la province de la Colombie-Britannique au sein du Sénat et je suis le président du comité.

Je souhaite la bienvenue aux sénateurs, aux membres du public qui sont avec nous dans la salle et aux téléspectateurs de toutes les régions du pays qui suivent les débats à la télévision. Je tiens à rappeler à ceux qui nous regardent que les audiences du comité sont ouvertes au public. De plus, elles sont diffusées sur le Web à l'adresse sen.parl.gc.ca. Vous trouverez de plus amples renseignements sur la liste des témoins sur le site web sous la rubrique « Comités du Sénat ».

Je vais maintenant demander aux sénateurs ici présents de se présenter, en commençant par mon collègue à ma droite.

Le sénateur Mitchell : Grant Mitchell, de l'Alberta.

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

[*Français*]

Le sénateur Massicotte : Paul J. Massicotte, du Québec.

La sénatrice Ringuette : Pierrette Ringuette, du Nouveau-Brunswick.

Le sénateur Mockler : Percy Mockler, du Nouveau-Brunswick.

[*Traduction*]

La sénatrice Johnson : Janis Johnson, du Manitoba.

Le sénateur Patterson : Dennis Patterson, du Nunavut.

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

Le président : Je tiens aussi à présenter notre personnel, en commençant par la greffière, Marcy Zlotnick et nos deux analystes de la Bibliothèque du Parlement, qui sont tous les deux ici ce soir, Sam Banks et Marc LeBlanc.

Il s'agit de notre sixième réunion consacrée à l'étude sur les effets de la transition vers une économie à faibles émissions de carbone, transition qui est nécessaire pour atteindre les cibles annoncées par le gouvernement du Canada en matière de réduction des gaz à effet de serre.

In the first segment of our meeting I am pleased to welcome Max Gruenig, President, Ecologic Institute US, visiting us from Washington, D.C.

Welcome to you, sir, and thank you for joining us. You have a presentation to make and then we'll go to questions and answers. The floor is yours, sir.

Max Gruenig, President, Ecologic Institute US: Thank you, Senator Neufeld. Thank you, dear senators, for inviting me here today. I'm very honoured to be speaking here and I'm glad to hear of your interest in evidence from Germany. I'll speak on German experiences with the energy transition and the transition to a low-carbon economy.

A low-carbon economy does not imply the end of manufacturing or industrial production; it requires a change in how economic value is created. A deep decarbonization requires not only marginal efficiency improvements but changes in processes and a systems approach to leveraging the full efficiency potential.

The low-carbon economy requires a reduction in energy intensity, plus a shift in energy sources, plus changing carbon-intense processes across all sectors. Only the three together can yield a deep decarbonization.

Long term, the German energy transition, or *Energiewende*, will improve the competitiveness of Germany's production economy through vast improvements in energy efficiency and cutting the costs of energy imports. A significant step toward achieving this lies in decoupling GDP from greenhouse gas emissions and energy intensity. Doing so increases energy productivity, which in turn reduces overall energy costs relative to production output. Although the trends have already begun to bear this out, it does not happen overnight.

The dynamic nature of the *Energiewende* allows it to adapt to short- and medium-term business and economic needs. Many credit this dynamism and the willingness of governments to respond to the business community's fears as a prime factor in the *Energiewende's* success.

Essential to this dynamism are priorities. The clear targets of the *Energiewende* enable governments and businesses to make amendments and alterations to the process, knowing where the process will ultimately lead. As the *Energiewende* evolves from a function of regulations to a market-based system, that dynamism will continue to increase, allowing for continued responsiveness to real-time needs.

Durant le premier segment de notre réunion, je suis heureux d'accueillir Max Gruenig, président de l'Ecologic Institute US, qui nous rend visite de Washington, D.C.

Bonjour, monsieur, et merci d'être là. Vous allez nous présenter un exposé, puis nous passerons aux questions et réponses. La parole est à vous, monsieur.

Max Gruenig, président, Ecologic Institute US : Bonjour, monsieur le sénateur Neufeld. Merci, honorables sénateurs, de m'avoir invité aujourd'hui. Je suis extrêmement honoré de me retrouver ici pour prendre la parole et je suis heureux d'apprendre que vous vous intéressez aux données probantes allemandes. Je vais vous parler des expériences en Allemagne en ce qui a trait à la transition énergétique et la transition vers une économie à faibles émissions de carbone.

Une économie à faibles émissions de carbone ne signifie pas la fin de la production manufacturière ou industrielle, mais elle nécessite un changement dans le mode de création de la valeur économique. La décarbonisation en profondeur exige non seulement une amélioration de l'efficacité marginale, mais aussi la modification des systèmes et des processus pour tirer parti du plein potentiel d'efficacité.

L'économie à faibles émissions de carbone exige une réduction de l'intensité énergétique, ainsi qu'un changement dans les sources d'énergie et dans les processus à forte intensité carbonique dans tous les secteurs. C'est seulement la réunion de ces trois conditions qui peut donner lieu à une réelle décarbonisation.

À la longue, la transition énergétique de l'Allemagne, ou *Energiewende*, améliorera la compétitivité de l'économie de production du pays grâce à de vastes améliorations de l'efficacité énergétique et à la réduction des coûts des importations énergétiques. Un pas important dans cette voie consiste à dissocier le PIB des émissions de gaz à effet de serre et de l'intensité énergétique. Cela a pour effet d'accroître la productivité énergétique, qui à son tour réduit les coûts globaux de l'énergie par rapport à la fabrication de produits. Des tendances se dessinent déjà, mais cette transformation ne se fait pas en une nuit.

En raison de sa nature dynamique, l'*Energiewende* peut s'adapter aux besoins des entreprises et de l'économie à court et à moyen termes. Nombreux sont ceux qui attribuent la réussite de l'*Energiewende* à ce dynamisme de même qu'à la volonté des gouvernements de réagir aux craintes du milieu des affaires.

Les priorités sont essentielles à ce dynamisme. Grâce aux objectifs clairs de l'*Energiewende*, les gouvernements et les entreprises peuvent apporter des modifications au processus, sachant où celui-ci aboutira en définitive. À mesure que l'*Energiewende* passe d'une fonction de réglementation à un système basé sur le marché, le dynamisme continuera de s'intensifier, permettant de répondre sans cesse aux besoins de l'heure.

These are the foundational elements of the German energy transition. The strategy pursues three objectives in parallel, aiming for an affordable, low-carbon and secure energy system. These objectives translate into targets.

Regarding climate change mitigation, Germany will reduce its greenhouse gas emissions by 40 per cent by the year 2020 compared to 1990 levels. By the year 2050, greenhouse gas emissions will be 80 to 95 per cent below 1990 levels. This massive climate change mitigation effort translates into specific targets for the energy sector, both regarding the increase of the share of renewable energy to 18 per cent by 2020 and 60 per cent by 2050, as well as higher goals in the electricity sector — 35 per cent by 2020 and 80 per cent by 2050 respectively; and also improving energy efficiency by 2.1 per cent yearly until 2050, resulting in a net reduction of primary energy consumption by 50 per cent by the year 2050 compared to 2008 levels.

Where are we in terms of meeting the targets and objectives? In 2014, we were at minus 27.7 per cent greenhouse gas emissions compared to 1990. In 2015, we had 32.5 per cent of gross power consumption from renewable sources. To put this in perspective, the level was 3.2 per cent in 1991.

The energy intensity in industry as a whole has made significant progress in efficiency efforts. From 1990 to 2014, it has decreased from 3.9 gigajoules to 2.3 gigajoules per 1,000 euros value added. In services, energy intensity went down from 1.3 gigajoules per 1,000 euros in 1990 to 0.7 gigajoules per 1,000 euros in 2014.

While GDP more than doubled from 2000 to 2014, we could observe good progress in reducing CO₂ intensity of GDP and also energy intensity of GDP, although not yet being in line with the ambitious targets set.

Affordability and energy efficiency work closely together. Higher energy costs can be compensated by more efficient use of the energy and, on the other hand, higher prices incentivize a more efficient use of energy.

Germany, as a major manufacturer and export-oriented economy, relies on secure, safe and affordable energy. Moreover, since low-income groups are more vulnerable to rising energy costs, affordable energy is also a key social prerogative. Therefore, the Energiewende aims for a market-oriented, cost-reducing energy transition.

Now looking at actual costs in household electricity bills for 2014, comparing Germany and Canada, an average household in Germany was estimated as having energy costs or electricity costs of 978 euros a year compared to Canada, with 851 euros per year. These numbers need to be put in perspective, though. While in Germany the cost was 29.1 cents per kilowatt hour compared to

Voilà les éléments fondamentaux de la transition énergétique de l'Allemagne. La stratégie poursuit en parallèle trois objectifs, qui visent l'établissement d'un système abordable, pauvre en carbone et sûr au niveau énergétique. Ces objectifs se divisent en cibles.

En ce qui concerne l'atténuation du changement climatique : d'ici 2020, l'Allemagne réduira ses émissions de gaz à effet de serre (GES) de 40 p. 100 par rapport au niveau de 1990. D'ici 2050, elle les aura réduites de 80 à 95 p. 100 par rapport à 1990. Ce vaste effort d'atténuation du changement climatique se traduit par des cibles précises pour le secteur de l'énergie, soit une augmentation de la part de l'énergie renouvelable qui passera à 18 p. 100 d'ici 2020 et à 60 p. 100 d'ici 2050, ainsi que des objectifs plus élevés pour le secteur de l'électricité : 35 p. 100 d'ici 2020 et 80 p. 100 d'ici 2050, respectivement; et l'amélioration de l'efficacité énergétique de 2,1 p. 100 par année jusqu'en 2050, d'où une réduction nette de la consommation d'énergie primaire de 50 p. 100 par année jusqu'en 2050 comparativement au niveau de 2008.

Où en sommes-nous dans la réalisation des cibles et des objectifs? En 2014, nous en étions à moins de 27,7 p. 100 des émissions de gaz à effets de serre comparativement à 1990. En 2015, nous tirions 32,5 p. 100 de la consommation brute d'électricité de sources renouvelables. Pour mettre les choses en perspective, le niveau s'élevait à 3,2 p. 100 en 1991.

Des progrès considérables ont été réalisés dans l'ensemble de l'industrie sur le plan de l'intensité énergétique : de 1990 à 2014, elle a diminué et est passée de 3,9 gigajoules à 2,3 gigajoules par tranche de 1 000 euros de valeur ajoutée. Dans le secteur des services, l'intensité énergétique est passée de 1,3 gigajoule en 1990 à 0,7 gigajoules par tranche de 1 000 euros en 2014.

Même si le PIB a plus que doublé de 2000 à 2014, nous avons observé de bons résultats en ce qui concerne la réduction de l'intensité des émissions de CO₂ du PIB et l'intensité énergétique du PIB, même si nous sommes encore loin des cibles ambitieuses qui ont été établies.

L'abordabilité et l'efficacité énergétique vont de pair : l'augmentation du coût de l'énergie peut être compensée par l'utilisation plus efficace de l'énergie; des prix plus élevés peuvent inciter les gens à mieux utiliser l'énergie.

L'Allemagne, grand producteur orienté vers les exportations, a besoin de sources d'énergie sûres et abordables. Du reste, comme les groupes à faible revenu sont plus vulnérables à l'augmentation du coût de l'énergie, des prix abordables sont une importante prerogative sociale. C'est pourquoi l'Energiewende est une transition énergétique qui réduit les coûts et qui est orientée vers le marché.

Nous allons maintenant passer aux coûts annuels des factures d'électricité des ménages en 2014. Si l'on compare la situation allemande et canadienne en 2014, on estimait que les coûts énergétiques ou d'électricité du ménage moyen allemand s'élevaient à 978 euros par année comparativement à 851 euros par année au Canada. Il faut bien sûr mettre ces chiffres en

Canada's 7.5 cents per kilowatt hour, energy consumption in Germany on average was 3,300 kilowatt hours compared to 11,300 in Canada.

The share of electricity costs as part of the disposable income has remained stable since 1990, oscillating between 1.5 and 2.5 per cent. Wholesale electricity prices have been decreasing consistently with the price now at around 3.5 cents per kilowatt hour, much lower than the renewable levy which was at 6.35 cents in 2016.

Energy costs for industry have also remained relatively stable except for the peak energy pricing around 2008, which of course affected some of the energy-intensive industries severely. Beyond that, there's no clear growth or development in energy costs for the major industries in Germany.

In order to ameliorate increased cost burdens on industry after the rollout of the first phase of the Energiewende, the government introduced exemptions for energy-intensive industries and also put forward reforms to the tax code that transferred labour costs to energy costs, ensuring that companies that continued to hire or, at a minimum, did not lay off employees would not face a higher tax bill from the energy transition. The eco-tax reform is a key step towards shifting costs from labour to energy, thus supporting the decarbonization.

Energy efficiency is difficult to communicate since its focus is on less instead of more. It is also contrary to many established business models. Only if businesses can create sufficient value in energy efficiency, will they embrace the approach. Thus, we need to reshape business models. Utilities need to shift from volume-oriented pricing to service-based income. On the other hand, consumers have reduced incentive for energy efficiency if pricing shifts from volume to service.

The second part of the decarbonization: The energy transition towards renewable energy covers replacing existing high-carbon energy sources with low-carbon sources in all sectors of the economy. The energy transition in Germany is far better poised for mass appeal since it does not relay a vision of loss and reduction but can support ideas of growth and development. The more positive appeal supports the political acceptance and makes it more favourable in implementation strategies. In addition, governments can, in practice, pass subsidies more freely than raise taxes and fees.

In the electricity sector, the decarbonization is well advanced in Germany but will require additional efforts to achieve the 80 and 100 per cent renewables targets in the sector.

perspective. Le coût en Allemagne s'élevait à 29,1 cents par kilowattheure comparativement à 7,5 cents par kilowattheure au Canada. La consommation énergétique en Allemagne s'élevait en moyenne à 3 300 kilowattheures comparativement à 11 300 kilowattheures au Canada.

La part du revenu disponible affectée aux coûts d'électricité est demeurée stable depuis 1990, oscillant entre 1,5 et 2,5 p. 100. Le prix de gros de l'électricité diminue sans cesse, se situant autour de 3,5 cents/kWh, ce qui est beaucoup moins que le taux lié à l'énergie renouvelable, soit 6,35 cents/kWh en 2016.

Les coûts de l'énergie pour l'industrie sont aussi demeurés stables à l'exception de la pointe des prix de l'énergie vers 2008, qui, bien sûr, a eu un impact marqué sur certaines industries grandes consommatrices d'énergie. Sinon, il n'y a pas de croissance claire ou d'augmentation marquée des coûts énergétiques des principales industries allemandes.

Pour réduire le fardeau des coûts accrus que doit assumer l'industrie après la première étape de l'Energiewende, le gouvernement a établi des exemptions pour les industries énergivores et modifié le code fiscal de manière à transférer les coûts de main-d'œuvre aux coûts de l'énergie afin que les entreprises qui continuaient d'embaucher des employés ou du moins qui n'en congédiaient pas n'aient pas à payer une facture fiscale plus élevée en raison de la transition énergétique. La réforme de la taxe verte est une mesure fondamentale permettant de transférer les coûts de la main-d'œuvre aux coûts de l'énergie, appuyant ainsi la décarbonisation.

L'efficacité énergétique est une idée qui se vend mal, car elle est axée sur le moins plutôt que sur le plus. Elle va également à l'encontre de nombreux modèles d'affaires établis. Les entreprises ne l'acceptent que si elle leur permet de créer suffisamment de valeur. C'est pourquoi nous devons remodeler nos modèles d'affaires. Les sociétés de services publics doivent remplacer la tarification fondée sur le volume par une tarification fondée sur le revenu et les services. Or, la tarification fondée sur le service plutôt que sur le volume incite moins les consommateurs à atteindre un certain niveau d'efficacité énergétique.

La seconde partie de la décarbonisation, la transition vers l'énergie renouvelable, vise à remplacer les sources d'énergie existantes qui dégagent beaucoup de carbone par des sources à faible intensité carbonique dans tous les secteurs de l'économie. La transition énergétique en Allemagne risque ainsi de plaire au plus grand nombre parce qu'elle n'est pas synonyme de perte et de réduction, mais peut au contraire favoriser la croissance et le développement. Elle suscite l'acceptation politique et se prête davantage aux stratégies de mise en œuvre. Par ailleurs, il est plus facile pour les gouvernements de verser des subventions que de hausser les taxes et les coûts.

Dans le secteur de l'électricité, la décarbonisation est déjà bien avancée en Allemagne, mais elle nécessite des efforts supplémentaires pour qu'il soit possible d'atteindre les cibles de 80 et de 100 p. 100 d'énergie renouvelable dans ce secteur.

Now, with regard to how the German surcharge works, the so-called EEG-Umlage is a surcharge or levy paid by the electricity consumers in Germany to finance the feed-in-tariff guaranteed by the government to renewable energy suppliers. It appears on the utility bill and is calculated based on individual energy consumption, with variations in the formula depending on the type of customer. In 2016, the surcharge for households, for example, is 6.35 cents per kilowatt hour. For energy-intensive industry or other “privileged” consumers, exemptions are made to maintain the viability and economic stability. With the transition to auctions in setting the feed-in-tariffs for renewable energies, the surcharge will further decrease over time.

The surcharge reduction for large energy-intensive businesses is not subsidized by the government; rather, it has been transferred, via a calculation, to the smaller consumers, including households.

One long-term benefit of not using government funds to subsidize the Energiewende is to keep the market as self-reliant as possible, but another reason for increasing the surcharge on households is unique to the German experience of the Energiewende. In many cases, they are paying themselves. Due to the push to build capacity on the front end of the Energiewende, a large number of private citizens joined in the effort. In 2012, the last year with available data, 46.6 per cent of renewable power capacity was owned by citizens. This has laid the foundation for a decentralization of the energy system, engaging citizens and communities in the process.

The surcharge has, however, impacted monthly household bills, accounting for more than 22 per cent of the average monthly electricity bill in 2016. This is where the focus on energy efficiency and overall reduction in energy consumption begins to pay off for households, just as it does for businesses.

The impact on the electricity sector: With more electricity coming into the market at zero marginal cost, long-term cost recovery of energy generation and infrastructure becomes challenging. The new low-carbon energy market cannot be viewed anymore as a commodity market based on marginal costs but will need to be framed as a services market, where pricing is not linked to the marginal costs of generation but rather to the quality and reliability of service.

Even with these longer-term challenges ahead, the energy transition is one of the least at-risk aspects of the deep decarbonization. While some utilities may be under pressure at times, they can adapt to and manoeuvre in these new waters. In fact, new opportunities arise.

Et maintenant, passons au fonctionnement de la surtaxe allemande, ce qu'on appelle l'« EEG-Umlage ». Il s'agit d'une surtaxe payée par les consommateurs d'électricité en Allemagne, qui sert à financer le tarif de subventionnement garanti par le gouvernement aux fournisseurs d'énergie renouvelable du réseau. Elle figure sur la facture de services publics et elle est calculée en fonction de la consommation individuelle d'électricité; la formule varie selon le type de consommateurs. La surtaxe imposée aux ménages en 2016, par exemple, s'élève à 6,35 cents/kWh. Pour les secteurs à haute intensité énergétique ou pour d'autres consommateurs « privilégiés », des exemptions s'appliquent de manière à assurer la viabilité et la stabilité économiques. Avec l'instauration d'enchères pour l'établissement de tarifs de rachat aux fins des énergies renouvelables, la surtaxe diminuera davantage au fil du temps.

Le gouvernement ne subventionne pas la réduction de la surtaxe imposée aux entreprises à forte intensité énergétique; cette surtaxe est plutôt transférée au moyen d'un nouveau calcul aux petits consommateurs, incluant les ménages.

À long terme, l'absence de subventions gouvernementales destinées à l'Energiewende aura notamment pour effet de garder le marché le plus autonome possible. Un autre motif justifiant l'augmentation de la surtaxe des ménages est propre à l'expérience allemande de l'Energiewende : dans bien des cas, les ménages se paient eux-mêmes. Vu l'incitation au renforcement des capacités qui s'exerce en amont de l'Energiewende, un grand nombre de citoyens emboîtent le pas. En 2012, dernière année pour laquelle on dispose de données, les citoyens détenaient 46,6 p. 100 de la capacité d'énergie renouvelable, ce qui a jeté les bases de la décentralisation du système d'énergie en amenant les citoyens et les collectivités à participer au processus.

La surtaxe a cependant eu des répercussions sur les factures mensuelles des ménages, représentant plus de 22 p. 100 de leur facture d'électricité mensuelle moyenne en 2016. C'est là où les efforts d'efficacité énergétique et de réduction globale de la consommation d'énergie commencent à porter ses fruits pour les ménages, tout comme pour les entreprises.

L'impact sur le secteur de l'électricité : comme une grande partie de l'électricité est consommée à un coût marginal nul, le recouvrement des coûts à long terme de la production d'énergie et de l'infrastructure devient plus difficile. Le nouveau marché énergétique faible en carbone doit être considéré non plus comme un marché commercial fondé sur des coûts marginaux, mais comme un marché de services, où la tarification est liée non pas aux coûts de production marginaux, mais plutôt à la qualité et à la fiabilité du service.

Malgré les défis à long terme qui se présentent, la transition énergétique est l'un des aspects les moins à risque de la décarbonisation en profondeur. Il se peut que certains services publics soient mis à rude épreuve par moments, mais ils sauront s'adapter et faire leur chemin dans le nouveau paysage. En fait, de nouveaux débouchés s'ouvrent.

In the non-electricity sectors, the energy transition is confronted with more obstacles, especially in the field of transport, where systemic barriers prevent the deep decarbonization.

Impacts on reliability: The minutes of power outages in Germany are among the lowest in Europe and decrease over time. To put it in comparison, numbers for Poland average 254 minutes of power outage per year per customer; France, 68 minutes; Denmark, 11 minutes; Germany, 12.5 minutes. So Germany is second only to Denmark in Europe, and Denmark, obviously, is also on a track to energy transition.

The third part of a decarbonization strategy, process change, is a tremendous challenge, as many industrial processes are carbon intensive, such as cement and steel production. Shifting to new processes is not always feasible, but there are other options that are often ignored — shifting to different materials, such as wood or bio-based products or shifting the demand side. Thus, the low-carbon economy links directly to the circular economy. This also implies the cascade reuse of input throughout various processes and requires a higher degree of coordination among businesses than currently exists.

Process change is, without any doubt, the most challenging of the three pillars of the low-carbon economy but also the most creative element, with the highest potential for business opportunities and new economic development.

Triggering innovation is essential for all three layers of the low-carbon economy. The German government does so via a combination of push-and-pull measures.

One way to provide additional seed and experimental funding is the reuse of revenue from the European Union Emissions Trading System in a national climate fund that supports initiatives from all groups, including businesses, civil society and municipalities.

The climate fund also provides funding for creating new markets for new products which may initially not be economically viable. Once the market matures, the costs move down the curve and the support is phased out.

It is important to understand that the German low-carbon economy is not a planned economy. It is imperative to nudge the private sector and consumers with minimally invasive measures toward a fully dynamic new economic reality. At the same time, there is no ignoring that even though this is not a zero-sum game — and it is important to stress that — there will still be winners

Dans les secteurs autres que l'électricité, la transition énergétique est confrontée à plus d'obstacles; c'est le cas en particulier du secteur des transports, où les barrières systémiques empêchent actuellement la décarbonisation.

Les répercussions sur la fiabilité : en Allemagne, la durée des pannes d'électricité en minutes est parmi les plus faibles en Europe et elle diminue au fil du temps. En guise de comparaison, en Pologne, il y a en moyenne 254 minutes de pannes d'électricité par année par consommateur; en France, 68 minutes; au Danemark, 11 minutes; et en Allemagne, 12,5 minutes. Par conséquent, l'Allemagne n'est dépassée que par le Danemark en Europe et le Danemark, évidemment, a aussi entrepris sa transition énergétique.

La troisième partie d'une stratégie de décarbonisation, le changement de processus, représente un immense défi, car de nombreux processus industriels émettent beaucoup de carbone, comme ceux qui entrent dans la production de ciment et d'acier. Il n'est pas toujours possible de mettre en place de nouveaux processus, mais il existe d'autres options qui sont souvent négligées, par exemple l'utilisation de nouveaux matériaux — comme le bois ou des bioproduits en remplacement du ciment ou de l'acier — ou le déplacement de la courbe de demande. Ainsi, l'économie à faibles émissions de carbone est directement liée à l'économie circulaire. Cela implique la réutilisation accrue des intrants dans différents processus et un degré supérieur de coordination entre les entreprises.

Des trois piliers de l'économie à faibles émissions, le changement de processus est sans contredit celui qui représente le plus grand défi, mais c'est aussi l'aspect le plus créatif qui recèle le plus de possibilités pour les entreprises et le plus grand potentiel de développement économique.

Il est essentiel de stimuler l'innovation pour les trois piliers de l'économie à faibles émissions de carbone. Et c'est ce que fait le gouvernement allemand en agissant de diverses façons sur l'offre et la demande.

Pour dégager d'autres fonds de lancement et fonds destinés à des projets, il est possible de réutiliser les revenus provenant du système d'échange de quotas d'émission de l'Union européenne dans un fonds national pour le climat qui appuie les initiatives de tous les groupes, y compris les entreprises, la société civile et les municipalités.

Le fonds pour le climat sert également à financer des mesures débouchant sur la création de nouveaux marchés pour de nouveaux produits qui ne sont peut-être pas économiquement viables au départ. À mesure que le marché gagne en maturité, les coûts s'abaissent, et le soutien est progressivement éliminé.

Il faut bien comprendre que l'économie allemande à faibles émissions de carbone n'est pas une économie planifiée. Les mesures qui aboutiront à une nouvelle réalité économique pleinement dynamique doivent déranger le moins possible le secteur privé et les consommateurs. Parallèlement, on ne saurait ignorer le fait que — même s'il ne s'agit pas d'un jeu à somme

and losers. It is evident that those who stand to lose or fear that they will lose will oppose the measures, sometimes in a vehement way.

What are the next steps? The German Energiewende is a work-in-progress. It was founded on the understanding that a clean, sustainable energy system is necessary for a vibrant 21st century economy. The process is dynamic, but measurable progress has been made.

Central to this process are three phases. The first is building renewables capacity while increasing efficiencies. Introducing feed-in-tariffs and prioritizing grid access spurs investment in capacity creation. The surcharge is not only motivating consumers to reduce consumption, but it also provides the system with opportunities to adjust the burden for certain consumers to minimize consequences for the broader economy.

The second is managing capacity growth to maximize potential for an expanded, modernized grid. A decentralized grid allows for more efficient and more adaptable delivery of electricity. Managing growth to fit the needs of the grid ensures stability in market prices and continued improvements in efficiencies.

The third phase: Allowing markets to create a self-regenerative environment for continued innovations. Markets are better able to adapt to the real-time needs of the system, allowing a liberalized market to set prices, which will create more certainty in short-term prices, as well as promote competition and further innovation.

The successful achievement of the third phase is essentially the beginning of the first. The Energiewende has as its ultimate goal a clean, self-renewing system powered by clean renewable energy. Yet throughout each of these phases, engagement will continue to be the primary driver toward realizing the vision of a sustainable future.

The Chair: Thank you very much. We'll now go to questions, beginning with the deputy chair of the committee.

Senator Mitchell: Thanks, Mr. Gruenig. It's very uplifting to hear you because we've been struggling with the idea of how costs will impede progress in finding renewables in Canada, how the objectives are so high and how we could ever do them quickly.

I understand that when your program began to create renewables to produce electricity — renewable technologies and renewable plants and so on — that many people were arguing it was impossible to ever achieve more than 4 per cent of electricity production in Germany based on renewables. But in fact today

nulle, et il faut bien le souligner — il y aura encore des gagnants et des perdants. Il est évident que ceux qui croient ou craignent qu'ils perdent au change s'opposeront aux mesures, parfois avec véhémence.

Quelles sont les prochaines étapes? L'Energiewende allemande est un travail en cours. Il repose sur la compréhension qu'un système énergétique propre et durable est nécessaire à une économie dynamique au XXI^e siècle. Le processus est dynamique, mais des progrès mesurables ont été faits.

Ce processus comporte les trois étapes centrales. La première consiste à renforcer les capacités d'utilisation d'énergies renouvelables tout en augmentant les gains d'efficacité. L'établissement de tarifs de rachat et de priorité d'accès au réseau stimule l'investissement dans la création de moyens d'action. Non seulement la surtaxe incite les consommateurs à réduire leur consommation, mais elle permet au système de rajuster le fardeau pour certains consommateurs, réduisant ainsi les conséquences pour l'ensemble de l'économie.

La deuxième consiste à gérer le développement des capacités pour maximiser les possibilités d'expansion et de modernisation du réseau. La décentralisation du réseau permet la production d'électricité avec plus d'efficacité et de souplesse. La gestion du développement en fonction des besoins du réseau garantit la stabilité des prix courants et l'amélioration soutenue de l'efficacité.

La troisième vise à permettre aux marchés de créer un environnement qui se renouvelle lui-même en vue d'innovations continues. Les marchés sont plus en mesure de s'adapter aux besoins du réseau en temps réel. Permettre à un marché libéralisé de fixer des prix créera plus de certitude quant aux prix à court terme, tout en favorisant la concurrence et l'innovation.

La réalisation fructueuse de la troisième étape est essentiellement le début de la première. L'objectif ultime de l'Energiewende est la création d'un système propre qui se renouvelle de lui-même, mû par une énergie propre et renouvelable. Or, à chacune des trois étapes, l'engagement continuera d'être le facteur déterminant vers la concrétisation d'une vision d'avenir durable.

Le président : Merci beaucoup. Nous allons passer aux questions, en commençant par le vice-président du comité.

Le sénateur Mitchell : Merci, monsieur Gruenig. C'est rassurant de vous entendre parce que nous nous demandions dans quelle mesure les coûts allaient freiner les efforts de recherche de sources d'énergie renouvelable au Canada; nous trouvons les objectifs très élevés et ne voyions pas comment on pourrait les atteindre rapidement.

Je crois savoir que, dans le cadre de votre programme, lorsque vous avez commencé à créer des sources de production d'électricité renouvelable — des technologies renouvelables, des usines de carburant renouvelable et ainsi de suite — beaucoup de personnes ont affirmé qu'il allait être impossible de tirer plus de

you're at 33 per cent. Could you comment on how that surprise occurred? Many people seemed so pessimistic, saying that it could never be done, and yet you vastly exceeded your expectations.

Mr. Gruenig: There are two parts to that. One is the development on the cost side, which was very impressive. Of course, since both the wind industry and the solar industry are global, the impacts actually of the German push on promoting renewables are felt worldwide. This basically triggered a decrease in cost for new installed capacity, both for solar and for wind at the global scale, which now everybody can reap the benefits of.

The other part of the equation is the flexibility of the electricity grid. There have been tremendous reforms to the system since the introduction of the renewable support schemes. The reaction time of the transmission system operators has been improved, meaning that the coordination has been more digitalized and automated as well as increased in terms of speed of response and agility to respond.

It's surprising that the amount of outage time is decreasing year after year, even though we have an increased share of what's called intermittent or flexible renewable power sources. Hydro is not our main renewable source. Clearly it's wind as the main source and then solar, of course, with very impressive changes.

In 2014, we had a partial solar eclipse over Germany. You can imagine what this does to an area where there's a lot of solar capacity installed. The nice thing with the solar eclipse is that it's predictable. That's a good thing. But that's actually true for most of it. Weather services have improved over the last decades to a degree such that today, in a three-day forecast, it's predictable to see how much wind and solar electricity will be fed in.

The fears in the beginning 20 years ago, when technology-wise we were in a very different time zone, have been proven unfounded to a large degree. Of course, it's continually evolving.

Senator Mitchell: One thing about renewables is they're distributed generally. It can be done in local areas and actually support rural jobs and economic development. In Germany, there have been co-ops and other initiatives at community, town, village and city levels, so you really have a distributed network. Has that supported regional economic development? Is that another benefit of this?

Mr. Gruenig: Absolutely.

4 p. 100 de la production électrique allemande de sources renouvelables. Cependant, vous en êtes actuellement à 33 p. 100. Pouvez-vous nous dire de quelle façon cette situation surprenante s'est produite? Beaucoup de personnes semblaient tellement pessimistes. Elles affirmaient que c'était impossible, et, cependant, vous avez vraiment dépassé vos attentes.

M. Gruenig : Je vais vous répondre de deux manières. Dans un premier temps, le développement lié au coût a été très impressionnant. Bien sûr, puisque les secteurs éolien et solaire ont une portée internationale, les répercussions des efforts allemands pour promouvoir les énergies renouvelables sont ressenties à l'échelle mondiale. Essentiellement, ces efforts ont entraîné une diminution du coût d'installation de nouvelles capacités partout dans le monde, tant du côté solaire que du côté éolien. Maintenant, tout le monde peut en bénéficier.

L'autre partie de l'équation, c'est la souplesse du réseau électrique. On a procédé à d'importantes réformes du système depuis l'introduction des régimes de soutien aux énergies renouvelables. Le temps de réaction des gestionnaires de réseaux de transport s'est amélioré. Pour y arriver, on a numérisé et automatisé davantage la coordination et améliorer les délais de réponse et la capacité de réaction.

C'est surprenant de voir que la durée de panne diminue année après année, même si la proportion de ce que nous appelons les sources d'énergie renouvelable intermittentes ou souples augmente. Notre principale source d'énergie renouvelable est non pas hydroélectrique, mais, bien sûr, éolienne, qui est suivie de l'énergie solaire, et il y a effectivement eu des changements très impressionnants.

En 2014, il y a eu une éclipse solaire partielle en Allemagne. Vous pouvez vous imaginer ce que cela signifie dans une zone où il y a beaucoup d'installations d'énergie solaire. Ce qui est bien avec les éclipses solaires, c'est qu'elles sont prévisibles. C'est une bonne chose. Mais, en fait, c'est vrai pour presque tout. Les services de prévision météorologique se sont améliorés au cours des dernières décennies, tellement que, aujourd'hui, grâce aux prévisions météorologiques sur trois jours, on peut déterminer le niveau de production d'électricité éolienne et solaire.

Les craintes véhiculées au début — il y a 20 ans — lorsque les technologies étaient encore très différentes de ce qu'elles sont devenues, se sont révélées dans une grande mesure, non fondées. Bien sûr, la situation évolue constamment.

Le sénateur Mitchell : Une des caractéristiques des énergies renouvelables, c'est qu'elles sont réparties assez uniformément. On peut les exploiter dans les zones locales et ainsi favoriser l'emploi et le développement économiques en zone rurale. En Allemagne, il y a eu des coopératives et d'autres initiatives dans des villages et des villes. Le réseau est donc vraiment réparti. Le secteur a-t-il soutenu le développement économique régional? Est-ce un autre avantage ici?

M. Gruenig : Absolument.

The interesting part is that renewable energy can be generated in areas that are not usually prone or susceptible to economic development and can create jobs. It's interesting and sometimes overlooked. It's not just the installation but there's also a large maintenance part in the jobs creation value. Of course, there's the tax base, which is interesting for remote areas because it's a continuous and reliable revenue stream for municipalities and territories receiving these installations.

There has been recently a little change in the focus with the opening of offshore wind parks, which are at the opposite end of the scale of the distributed renewables. These are very centralized and remote production centres. Still, we have very high citizen-owned or cooperative-owned shares of renewable production.

Senator Ringuette: You have a national plan. How much community and citizen implication is there in developing this plan and do they have quotas to meet?

Second, you have developed quite an industry with regard to renewable energy systems. What has been the impact on the German GDP to compensate for whatever else?

Mr. Gruenig: On the first question, there is no specific quota for citizen ownership or cooperative-owned renewables or renewable generation facilities. This was actually just the result of the high interest of the population in the topic and, I would say, a lack of interest in the large incumbent utilities on the topic. They kind of missed the trend and did not invest heavily until recently. Thus a market emerged where people got together and created economic entities to support their own entrepreneurial vision.

Senator Ringuette: I'm hearing that entire communities are now self-sufficient.

Mr. Gruenig: Yes.

Senator Ringuette: That's the reality.

Mr. Gruenig: Yes.

I also mentioned the National Climate Fund, which also supports municipalities in holistic approaches that cover electricity as well as heat and transport approaches to the energy transition.

Senator Ringuette: My second question was on the GDP.

Mr. Gruenig: This is a tricky one. There are various official numbers on both the GDP impact — or the added value — and job creation. Actually, it's very difficult to discern how far you go with green jobs, even if you reduce it to renewables jobs. It is

Ce qui est intéressant avec l'énergie renouvelable, c'est qu'elle peut être générée dans des zones qui ne sont habituellement pas sujettes ou exposées au développement économique, et cela peut permettre de créer des emplois. C'est intéressant, et, parfois, on l'oublie. Ce n'est pas seulement les installations : les importants travaux d'entretien créent aussi de l'emploi. Bien sûr, il y a l'assiette fiscale, ce qui peut être intéressant en zone éloignée parce que ces installations constituent une source de revenus continue et fiable pour les municipalités et les territoires où elles sont implantées.

On a noté récemment un léger changement d'orientation avec la création de parcs d'énergie éolienne en mer, qui se trouvent à l'autre extrémité de l'échelle sur le plan de la répartition des énergies renouvelables. Ce sont des centres de production très centralisés et éloignés. Mais, la production d'énergie renouvelable compte tout de même une proportion élevée d'installations appartenant à des citoyens ou des coopératives.

La sénatrice Ringuette : Vous possédez un plan national. Dans quelle mesure les collectivités et les citoyens ont-ils participé à l'élaboration du plan et ont-ils des quotas à respecter?

Ensuite, vous avez développé toute une industrie en ce qui concerne les systèmes d'énergie renouvelable. Quel a été l'impact sur le PIB allemand pour compenser je ne sais quoi d'autre?

M. Gruenig : Pour répondre à la première question, il n'y a pas de quota précis en ce qui a trait à la participation des citoyens ou des coopératives dans les secteurs des énergies renouvelables et des installations de production d'énergie renouvelable. En fait, c'est simplement dû au grand intérêt de la population pour ce domaine et à ce que j'appellerais le manque d'intérêt des principaux intervenants du domaine des services publics. Ceux-ci ont un peu manqué le bateau et n'ont pas commencé à investir de façon marquée jusqu'à récemment. Par conséquent, un marché s'est développé dans le cadre duquel des gens se réunissaient et créaient des entités économiques pour soutenir leur propre vision entrepreneuriale.

La sénatrice Ringuette : J'ai entendu que des collectivités entières sont maintenant autosuffisantes.

M. Gruenig : Oui.

La sénatrice Ringuette : C'est bel et bien le cas?

M. Gruenig : Oui.

J'ai aussi mentionné le Fonds national pour le climat, qui soutient aussi les municipalités grâce à des approches holistiques qui englobent l'électricité ainsi que les approches liées au chauffage et au transport dans le cadre de la transition énergétique.

La sénatrice Ringuette : Ma deuxième question concernait le PIB.

M. Gruenig : C'est une question plus délicate. Il y a des chiffres officiels variés en ce qui concerne l'impact sur le PIB — ou la valeur ajoutée — et la création d'emplois. En fait, il est très difficile de déterminer jusqu'où on peut aller avec les emplois

difficult. For example, often we have solar installed on rooftops of family homes by the same people who would also work on your plumbing or your furnace in your house. Are these renewable jobs or not, or how much of them are renewables? This is tricky to answer. It's actually fully integrated in the economy and not an isolated part in many ways.

Senator Ringuette: So it is impossible for you to make a distinction of the real impact of the national plan.

Mr. Gruenig: You could give a lower boundary by just looking at the pure renewables jobs from companies that only do renewables or only do wind energy. If you go beyond and look also at the suppliers industry, which often has mixed portfolios, then you have to differentiate. Of course, components used in renewables can also be used in other contexts. There it becomes trickier and you have more uncertainty. Actually, the range of numbers you can get on this issue is relatively broad, but I'd be happy to provide you with a set of answers.

Senator Massicotte: Thank you for being with us today. I listened to you carefully. I read your speech carefully. Help me out. I'm trying to get a brief summary from a macro perspective. How did you get there?

I understand your billing rates for electricity are about 400 per cent higher than ours, and I have to presume that motivates consumers to cut down on energy consumption. I noticed, though, in your comments that you excluded heavy electricity users from any of your surcharges, which is exactly the opposite of what I would have thought was necessary. I also know you dropped your nuclear energy production quite a bit in the last few years, which I gather obviously increased your energy dependence on coal to some degree. In a macro sense, how did you get there with all those variables?

Mr. Gruenig: Regarding the justification for exemptions for the highest consumers, you are right to say that we can get a lot from very few people if we go for the energy-intensive industries. It is 100 times better to have these industrial activities happening in Germany, under German environmental laws and regulations, rather than having them move abroad into less-regulated space where they will possibly cause harm not only to the environment but also to people.

verts, même si on se limite aux emplois dans le domaine des énergies renouvelables. C'est difficile. Par exemple, souvent, des systèmes solaires sont installés sur le toit de résidences par les personnes mêmes qui s'occupent aussi de la plomberie et des appareils de chauffage résidentiels. S'agit-il d'emplois liés aux énergies renouvelables ou non? Quelle part de ces emplois est liée aux énergies renouvelables? C'est difficile d'y répondre. En fait, ce domaine est intégré dans l'ensemble de l'économie et, de nombreuses façons, il n'est pas une composante économique isolée.

La sénatrice Ringuette : C'est donc impossible pour vous de déterminer l'impact réel du plan national?

M. Gruenig : On pourrait en extrapoler le seuil en se limitant aux emplois liés exclusivement aux énergies renouvelables au sein d'entreprises qui n'œuvrent que dans le domaine des énergies renouvelables ou de l'énergie éolienne. Si on va plus loin et qu'on inclut aussi le secteur des fournisseurs — qui possèdent souvent des portefeuilles mixtes —, alors des distinctions s'imposent. Par exemple, des composantes utilisées pour produire des énergies renouvelables peuvent aussi servir dans d'autres contextes. C'est là où cela devient plus difficile et qu'il y a plus d'incertitude. En fait, la fourchette des chiffres qu'on peut obtenir en réponse à cette question est assez large, mais je serai heureux de vous fournir un ensemble de réponses.

Le sénateur Massicotte : Merci d'être là aujourd'hui. Je vous ai bien écouté. J'ai lu votre discours attentivement. J'ai besoin de votre aide. J'aimerais avoir un résumé de haut niveau. Comment vous êtes-vous rendus là?

Je sais que vos taux de facturation d'électricité sont environ quatre fois plus élevés que les nôtres, et j'imagine que cela motive les consommateurs à réduire leur consommation énergétique. Cependant, j'ai remarqué dans vos commentaires que les grands utilisateurs d'électricité n'ont pas à payer la surtaxe, ce qui va totalement à l'encontre de ce que j'aurais cru bon de faire. Je crois aussi savoir que vous avez réduit votre production énergétique nucléaire de beaucoup au cours des dernières années, ce qui, j'imagine, a évidemment accru votre dépendance énergétique envers le charbon dans une certaine mesure. De façon globale, comment avez-vous fait pour vous rendre là où vous êtes rendus malgré tout?

M. Gruenig : En ce qui a trait à la justification des exemptions pour les plus grands consommateurs, vous avez raison de dire que nous pourrions aller chercher beaucoup d'argent auprès de très peu de personnes si nous nous tournions vers les industries consommant beaucoup d'énergie. Il est 100 fois plus bénéfique de garder ces activités industrielles en Allemagne — où elles sont assujetties aux lois et règlements sur l'environnement — que de les voir déménager à l'étranger dans des endroits moins réglementés, où elles pourraient être susceptibles de causer des préjudices non seulement à l'environnement, mais aussi aux gens.

That is the argument behind protecting these industries and encouraging them to stay in Germany. It was a very conscious decision not to make Germany the safe haven for the world's steel and cement industries, but simply to maintain the level we are at right now.

On the other hand, these sectors are also covered by the European emissions trading scheme, which covers CO₂ emissions. There is an incentive for the energy-intensive industries, beyond energy prices, to reduce their CO₂ emissions and work on their greenhouse gas impact.

Senator Massicotte: I understand your answer. One could say your policy is very simple: Let your heavy polluters get away with it while you tax smaller consumers — who don't have any bargaining power and can't move — and let them pay the costs for the heavy polluters and charge residential consumers 400 per cent more than they would pay otherwise. It seems to work. Should we do the same?

Mr. Gruenig: Household energy pricing was actually lower before but was still above 20 cents even before the introduction. We came from a much higher level, but of course it still hurts. There was quite a discussion in the media about the burden on households and especially on low-income families, and there has been also a political debate about how to deal with that.

There is absolutely no question that this was an issue, but in the end you also have to see that this policy, even though there were little alterations throughout its course, went through three different government coalitions of very different colours. So it can be said with confidence that there is, more or less, a national consensus on proceeding along this route and maintaining Germany's position as an industrial, or manufacturing, economy.

Of course, you are right that it is a little contradictory to say that we are not following other countries' full-service industry approach, because that's an easy way to decarbonization. You just get rid of industry and import your industrial goods, and if you are only in banking and other services, then of course it's easy to decarbonize.

Here, the target is really decarbonization while keeping that manufacturing, but even the manufacturing sector has to change, and it has made improvements. There has been about a 30 per cent improvement in the energy intensity in heavy industry, but this is still far from reaching our overall targets in the Paris agreement, or other targets.

You also mentioned the nuclear question. That is, of course, both related and separate because the decision for the nuclear phase-out was primarily driven by the population's rejection of the risk of nuclear energy. There were two waves to that. One was

C'est la raison pour laquelle nous avons protégé ces industries et les avons encouragées à rester en Allemagne. C'était une décision bien réfléchie non pas pour faire de l'Allemagne un havre de paix pour les industries internationales de l'acier et du ciment, mais simplement pour conserver les niveaux actuels.

Par ailleurs, ces secteurs sont aussi visés par le système européen d'échange de quotas d'émissions, qui inclut les émissions de CO₂. Il y a des mesures incitatives autres que les prix de l'énergie qui poussent les industries grandes consommatrices d'énergie à réduire leurs émissions de CO₂ et à s'efforcer de réduire leurs émissions de gaz à effet de serre.

Le sénateur Massicotte : Je comprends votre réponse. Certains pourraient dire que votre politique est très simple : laissons les grands pollueurs s'en tirer et taxons les petits consommateurs — qui n'ont aucun pouvoir de négociation et ne peuvent pas déménager — et laissons-les payer au lieu des grands pollueurs en facturant les consommateurs résidentiels quatre fois plus qu'ils ne paieraient sinon. Votre système semble fonctionner. Devrait-on faire la même chose?

M. Gruenig : Les prix de l'énergie des ménages étaient en fait plus bas avant, mais ils étaient déjà 20 p. 100 plus élevés, même avant l'introduction du système. Les niveaux étaient déjà beaucoup plus élevés, mais, bien sûr, ça n'a tout de même pas aidé. Il y a eu beaucoup de discussions dans les médias au sujet du fardeau sur les ménages, surtout les familles à faible revenu, et il y a aussi un débat politique sur la façon de gérer cette situation.

Il ne fait absolument aucun doute qu'il s'agit d'un problème, mais, au bout du compte, vous devez comprendre que cette politique, même si elle a été un peu modifiée en cours de route, est passée par trois coalitions gouvernementales différentes aux couleurs très différentes. On peut donc dire sans se tromper qu'il y a eu plus ou moins un consensus national sur cette façon de faire et cette décision permettant de préserver les secteurs industriels et manufacturiers de l'économie allemande.

Bien sûr, vous avez raison de dire qu'il y a certaines contradictions à affirmer que nous n'adoptons pas l'approche des autres pays qui consiste à se tourner exclusivement vers l'industrie des services, parce que c'est une façon facile d'assurer la décarbonisation. On se débarrasse tout simplement des industries et on importe les marchandises industrielles et, si un pays s'en tient aux services bancaires et à d'autres services, alors, bien sûr, la décarbonisation n'est pas un problème.

Pour nous, l'objectif était d'assurer la décarbonisation tout en conservant le secteur manufacturier, mais même le secteur manufacturier doit changer et il a apporté des améliorations. Il y a eu une amélioration de 30 p. 100 de l'intensité énergétique dans les industries lourdes, mais c'est encore bien loin de nos cibles générales mentionnées dans l'accord de Paris et de nos autres cibles.

Vous avez aussi mentionné la question du nucléaire. Cette question est, bien sûr, à la fois liée et distincte parce que la décision de mettre fin progressivement à la production énergétique nucléaire découlait principalement du rejet par la

the creation of the anti-nuclear movement, which gained momentum after Chernobyl. As you can imagine, Germany was directly affected by Chernobyl. There was nuclear fallout on German territory which, of course, creates a political impact.

That was 1986, and then came Fukushima. Even though that was very far away, the memory of Chernobyl came back immediately. Fukushima really ended “nuclear” in Germany for good even though the direct impact was limited. It is not the same type of reactor and there is no comparison for seismic activity or tsunami risk, but it suddenly became apparent that we had to do something. We have 22 reactors, many of them are very old and not up to the highest standards, and they would have been phased out anyway at some point, so we are seeing a form of early phase-out retirement. We still have a share of nuclear but we are slowly phasing it out.

Senator Seidman: In your presentation on the impact on the electricity sector, you said the new low-carbon energy market cannot be viewed as a commodity market based on marginal costs but will need to be framed as a services market where pricing is not linked to the marginal cost of generation, but rather to the quality and reliability of the service. Then you went on to talk about the reliability in Germany and how it's second only to Denmark.

I'd like to ask you about how you maintain the integrity of your electric grid. To what do you attribute that reliability?

Mr. Gruenig: There are four transmission system operators, and we have full separation between them and the generating utilities. The transmission system operators are responsible for maintaining grid reliability in their territory, but they also coordinate and collaborate across their territories. The number of interventions has gone up considerably, and this is actually the result of having more of a variety of renewable energy in the system and, at the same time, of maybe having more flexibility or variation on the demand side. It is also a result of a more integrated European market, even though it is not yet fully integrated. There is a lot of balancing activity happening at the different levels.

There is also some curtailing happening on the renewables side. It's still relatively low overall and the cost burden of that is still limited, but we are seeing an increase there. All of this points to the question of actually changing the design of the electricity market because we currently have a wholesale market and a separate retail market, and they are not connected. The wholesale market experiences more frequent zero pricing and negative

population des risques liés à cette production. Ce processus s'est fait en deux vagues. La première, c'est la création du mouvement antinucléaire, qui a pris un élan après Tchernobyl. Comme vous pouvez l'imaginer, l'Allemagne a été directement touchée par la catastrophe à Tchernobyl. Il y a eu des retombées radioactives sur le territoire allemand ce qui, bien sûr, a eu un impact politique.

C'était en 1986. Puis, il y a eu Fukushima. Même si cette catastrophe s'est produite très loin de nous, les souvenirs de Tchernobyl ont refait surface immédiatement. Fukushima a vraiment mis fin à « l'ère nucléaire » en Allemagne, et pour de bon, même si les répercussions directes étaient limitées. Nous n'utilisons pas les mêmes types de réacteurs, et la situation sismique et les risques de tsunami ne se comparent pas, mais il est soudainement devenu évident que nous devons faire quelque chose. Nous comptons 22 réacteurs, dont une bonne partie sont très vieux et ne respectent pas les normes les plus élevées. Ils auraient donc été éliminés progressivement à un moment donné de toute façon, alors dans une certaine manière, on procède à une élimination progressive précoce. Il y a encore des parts de production nucléaire, mais nous l'éliminons progressivement.

La sénatrice Seidman : Dans votre exposé sur l'impact sur le secteur de l'électricité, vous avez dit que le nouveau marché de l'économie à faible teneur en carbone ne peut pas être considéré comme un marché de marchandises en raison des coûts marginaux, mais qu'il faudra l'encadrer comme un marché de services dans lequel les prix sont liés non pas aux coûts marginaux de production, mais plutôt à la qualité et à la fiabilité des services. Puis, vous avez parlé de la fiabilité du système allemand et souligné que seul le Danemark s'en tire mieux dans ce domaine.

J'aimerais que vous nous disiez ce que vous faites pour assurer l'intégrité de votre réseau électrique. À quoi attribuez-vous cette fiabilité?

M. Gruenig : Nous avons quatre exploitants de systèmes de transport et une séparation nette entre eux et les centrales électriques. Les gestionnaires de réseau de transport sont responsables du maintien de la fiabilité du réseau dans leur territoire, mais assurent aussi une coordination et une collaboration à l'échelle des territoires. Le nombre d'interventions a augmenté de façon considérable, et cela découle en fait de la plus grande diversité d'énergie renouvelable dans le système et, en même temps, de la souplesse ou de la variation accrue du côté de la demande. C'est aussi le résultat de l'intégration accrue du marché européen, même s'il n'est pas encore totalement intégré. Il y a beaucoup d'activités d'équilibrage réalisées à différents niveaux.

On constate aussi un peu de réduction du côté des énergies renouvelables. Cela reste une tendance très marginale de façon générale, et les coûts connexes sont encore limités, mais nous notons une augmentation de ce côté-là. Tous ces éléments renvoient au besoin de changer réellement la conception du marché de l'électricité, parce que le marché de gros et le marché de détail ne sont pas connectés. Le marché de gros affiche plus

pricing due to the prevalence of wind and solar power, and also the fact that some of the conventional power generation cannot or does not want to react directly to the pricing signals.

If too many people do not want to react to the price signal, you go below zero in the market. That leads to this very low average in the wholesale market, which is very positive for those who can purchase directly on the wholesale market. Some heavy energy industries are purchasing directly on the wholesale market, and some follow the price curves with their production profile, which is a new business model so you can produce steel with close to zero energy costs, which is pretty much a business advantage when compared to European neighbours.

We already have had competitiveness complaints from Dutch manufacturers because of the low pricing in Germany, but there is definitely a need to work on this.

Senator Seidman: You mentioned that the renewables have helped in the efficiency of your grid, and the fact that you're connected to several countries as well, in other words, the EU. But what about investment in networks, in other words, infrastructure? Because in your next steps you talk about an expanded modernized and decentralized grid. Have you been making investments in that as well?

Mr. Gruenig: Yes, but this has definitely been phase 2 of the project. In the beginning this has been overlooked and ignored a little. A couple of years there was a political consensus that there is a need for action, and then there was a negotiating and funding period, and now construction is happening.

Basically it's a lot about a north-south connection, because we have more wind in the north at the coast, and we have consumption centres in the south. So we have to get electricity from the north to the south.

Senator MacDonald: When I look at the numbers for Europe and Germany, the cost of producing electricity is four times what it is in Canada. I have to confess, this frightens me as a Canadian. What is the lesson for us? To me the lesson seems to be to avoid what Germany and Europe are doing.

souvent des prix nuls et des prix négatifs en raison de la prévalence de l'énergie éolienne et solaire. Il y a aussi le fait que certains intervenants du domaine de l'énergie conventionnelle ne peuvent pas ou ne veulent pas réagir directement aux signaux de prix.

Si trop de personnes ne veulent pas réagir à un signal de prix, le marché passe en dessous de zéro. Cela provoque des moyennes très basses dans le marché de gros, ce qui est très positif pour ceux qui peuvent acheter directement sur ce marché. Certaines industries qui sont de fortes consommatrices d'énergie achètent directement sur le marché de gros, et certaines adaptent leur profil de production aux courbes des prix, ce qui est un nouveau modèle d'affaires, qui permet de produire de l'acier sans aucuns frais énergiques, ce qui est un très bon avantage commercial comparativement aux voisins européens.

Nous avons déjà reçu des plaintes fondées sur la compétitivité de fabricants hollandais qui invoquaient la faiblesse des prix en Allemagne, mais il est absolument nécessaire de travailler sur cette question.

La sénatrice Seidman : Les énergies renouvelables ont favorisé l'efficacité de votre réseau, et vous avez mentionné que vous étiez reliés, également, à plusieurs pays, autrement dit, à l'Union européenne. Mais qu'en est-il des investissements dans les réseaux, autrement dit, dans l'infrastructure? C'est que, à l'étape suivante, vous parlez d'un réseau étendu, plus moderne et décentralisé. Est-ce que vous avez investi également dans ce réseau?

M. Gruenig : Oui, mais cela ne s'est fait qu'à la phase deux du projet. Au début, cet aspect d'une certaine façon a été laissé de côté. Un consensus s'est forgé il y a quelques années dans la sphère politique, qui reconnaissait qu'il fallait agir; il y a ensuite eu les négociations puis une période axée sur le financement, et la construction est désormais commencée.

En fait, c'est en grande partie une connexion entre le nord et le sud, étant donné qu'il y a plus de vent dans le nord, près du littoral, et que ce sont les centres dans le sud qui consomment. Donc, nous devons amener l'électricité du nord vers le sud.

Le sénateur MacDonald : Je regarde les chiffres pour l'Europe et l'Allemagne; le coût de la production d'électricité est quatre fois plus élevé qu'au Canada. J'avoue que, à titre de Canadien, cela me fait peur. Quelles leçons devons-nous en tirer? À mon avis, la leçon à en tirer, c'est qu'il ne faut pas faire ce que font l'Allemagne et l'Europe.

We've seen energy decline and economic stagnation since about 2006 all through Europe and much of the Western world, and a lot of this is tied into the cost of energy. I just don't know how we can continue to go in this direction, and for countries with an industrial base to stay competitive or to keep their industrial base. I'm wondering if you could respond to that.

Mr. Gruenig: You are referring to the household prices for electricity, and of course they are pretty high in Germany. They are roughly 30 euro cents per kilowatt hour, which is pretty high from a Canadian perspective. Even within Europe, it's one of the highest. Denmark is higher.

But this is not the price that's paid by industry. The wholesale price, basically the lower boundary, is 3.5 cents on average, and industry pays different prices in between, depending on their negotiated rates.

The energy costs are not severely relevant for most industries. For Germany, car manufacturing is a major industry. I will not go into the climate impact of the car industry after sales, but in the production process for motor vehicles, trailers and semi-trailers, less than 1 per cent of the production costs are energy related. This also applies to mechanical engineering. One per cent of the cost portfolio is energy related.

Very few industries have very high energy costs. Some of them are very local, like the cement industry, but then there is the chemical industry, which is also a very important industry for Germany, and then steel and metal. These have higher energy costs, but still the share of energy costs in the total cost portfolio is relatively stable over time; so we don't see that drastic increase, partly due to the reduced cost burden on them.

Your point about the stagnating GDP is true if you look at Europe overall, and Europe and Germany have suffered quite a bit. The 2009 crisis hit Germany, and we had some damper in 2012. Overall, Germany is still the powerhouse in the eurozone and the EU overall. It is actually coming out of the crisis as the leader and is the most prosperous country in the European Union. It is and is attracting a lot of people from the stagnating economies in the south, all of which did not venture on the renewables pathway.

Senator MacDonald: I'm not sure if that answers my question, but I'll ask you something different.

I am interested in one aspect of wind power. The more I look at on-land wind power, turbines, the more I am turning against them. They're expensive to maintain; they can't respond to demand. But I am intrigued by the potential of the huge offshore

Nous observons un déclin du secteur de l'énergie et une stagnation économique depuis environ 2006, dans toute l'Europe et dans une bonne partie du monde occidental, et c'est en grande partie lié au coût de l'énergie. Je ne sais vraiment pas comment nous pouvons poursuivre sur cette voie, ni comment les pays qui ont un potentiel industriel peuvent rester compétitifs ou conserver leur potentiel industriel. J'aimerais que vous répondiez à cette question.

M. Gruenig : Vous parlez du prix de l'électricité dans le secteur résidentiel, et vous avez raison, il est assez élevé en Allemagne. L'électricité coûte environ 30 centimes d'euro par kilowatt-heure, ce qui est assez élevé du point de vue du Canada. Et même en Europe, c'est l'un des coûts les plus élevés. C'est plus élevé au Danemark.

Mais ce n'est pas le prix payé dans le secteur industriel. Le prix de gros, le prix plancher, en fait, est de 3,5 centimes en moyenne, et les industries paient un prix différent, sur cette échelle, selon les taux qu'elles ont négociés.

Le coût de l'énergie n'est pas, pour la plupart des industries, un facteur très important. En Allemagne, l'industrie automobile est une industrie importante. Je ne parlerai pas des effets sur les changements climatiques de l'industrie automobile, une fois les automobiles vendues, mais, en ce qui concerne le processus de fabrication des véhicules motorisés, des remorques et des semi-remorques, le coût de l'énergie représente moins de 1 p. 100 des coûts de production. Cela vaut également pour le génie mécanique. L'énergie accapare 1 p. 100 de l'ensemble des coûts.

Les industries qui font face à des coûts énergétiques très élevés sont très rares. Quelques-unes sont des industries très locales, par exemple l'industrie du ciment, mais il y a aussi l'industrie chimique, une autre industrie très importante en Allemagne, puis l'acier et le métal. Elles font face à des coûts énergétiques plus élevés, mais, encore une fois, les coûts de l'énergie par rapport aux coûts totaux sont demeurés relativement stables au fil du temps. Nous n'avons donc pas observé cette augmentation brutale, en partie en raison des coûts réduits que cela représente pour elles.

Ce que vous dites au sujet de la stagnation du PIB est vrai, pour l'ensemble de l'Europe, et l'Europe et l'Allemagne ont eu leur part de problèmes. La crise a frappé l'Allemagne en 2009, et nous avons connu un ralentissement en 2012. Globalement, l'Allemagne est toujours la plus puissante, dans la zone euro et de manière générale dans l'Union européenne. En fait, elle émerge de la crise en faisant figure de leader et est le pays le plus prospère de l'Union européenne. C'est ainsi, et elle attire bien du monde des économies en stagnation du sud, qui ne se sont pas aventurées sur la voie des énergies renouvelables.

Le sénateur MacDonald : Je ne suis pas certain que cela réponde à ma question, alors je vais vous poser une question différente.

Je m'intéresse à un aspect particulier de l'énergie éolienne. Plus j'en apprend sur les éoliennes et les turbines terrestres, plus j'ai tendance à ne pas être d'accord. Leur maintenance coûte cher; elles n'arrivent pas à répondre à la demande. Cependant, je suis

wind turbines that are being developed in Europe. Can you expand on what has been going on with them in terms of their efficiency and ability to produce power?

Mr. Gruenig: For wind, the costs have come down quite a bit, and we are at a point where wind is competitive with coal and gas, depending on the market. In Germany, offshore wind power makes sense to some degree because Germany is very densely populated; so we have land scarcity. In areas where land is a scarce resource, offshore wind power does make sense.

Offshore wind power has access to more stable, reliable and powerful wind throughout the year. The first two large wind parks in the Baltic Sea were delivering more than what was projected in the first year of production. They also worked without having major breakdowns in the material.

The technology is maturing and prices are coming down. However, in a situation where land is widely available, the cost advantage is relatively apparent on the onshore side because the technology is a lot more down to earth. Maintenance is simple and the cost of maintenance is a lot lower.

Senator Johnson: Do you believe that due to global efforts to transition to low-carbon economies it is getting more difficult to raise capital to fund the building of the new coal-fired facilities?

Mr. Gruenig: Yes. Definitely we are seeing a change in the financial markets, where there is now an increased awareness of the need to be climate responsible in their actions. So financing new coal projects has become more difficult.

However, at the same time, we still see the problem, even in Germany, that coal is difficult to get rid of because the more we have cheap, affordable gas in North America and renewables, this also lowers global coal prices, and coal is a global commodity.

Senator Johnson: The lower the prices, then, of course it's going to be used.

Mr. Gruenig: Exactly.

Senator Johnson: How are you getting past that, or will you?

Mr. Gruenig: Actually, the coal situation requires regulatory action, so we will see additional measures to then force a coal phase-out. We already see that some of the owners of open-top mining, lignite mining, are selling their assets. They are already anticipating the end of the business model and aren't waiting for regulators to take steps but are moving first. They do not want to be the last ones to leave the room.

intrigué par le potentiel des énormes éoliennes au large que l'Europe est en train de mettre au point. Pourriez-vous me dire ce qu'elles représentent au chapitre de leur efficacité et de leur rendement?

M. Gruenig : Dans le domaine de l'éolien, les coûts ont quand même beaucoup diminué, et nous en sommes au point où l'éolien est compétitif par rapport au charbon et au gaz, selon le marché. En Allemagne, l'énergie éolienne en mer est un bon choix, jusqu'à un certain point, car l'Allemagne est très densément peuplée. Notre espace terrestre est limité. Dans les régions où les terres sont une ressource rare, l'énergie éolienne en mer est un choix sensé.

L'énergie éolienne en mer se fonde sur l'accès à des vents plus stables, fiables et puissants tout au long de l'année. Les deux principaux parcs éoliens de la mer Baltique ont produit plus que prévu, la première année de production. De plus, il n'y a pas eu de bris importants de matériel.

La technologie arrive à maturité, et les prix baissent. Toutefois, lorsque les terrains sont facilement accessibles, l'avantage au chapitre des coûts penche du côté des éoliennes terrestres, étant donné que la technologie est beaucoup plus simple. La maintenance est simple, et son coût est bien plus bas.

La sénatrice Johnson : Croyez-vous que, étant donné les efforts déployés partout dans le monde pour assurer la transition vers des économies à faibles émissions de carbone, il devient de plus en plus difficile de réunir des capitaux pour financer la construction de nouvelles installations au charbon?

M. Gruenig : Oui. Il est clair que nous observons des changements, dans les marchés financiers, qui sont aujourd'hui plus sensibilisés à la nécessité d'agir de manière responsable sur le plan climatique. Donc oui, le financement de nouveaux projets au charbon est devenu plus difficile.

Toutefois, en même temps, il est toujours difficile, même en Allemagne, de se débarrasser du charbon puisque, à mesure que nous avons accès à du gaz et des énergies renouvelables à peu de frais en Amérique du Nord, le prix du charbon baisse, à l'échelle mondiale, et le charbon est utilisé partout dans le monde.

La sénatrice Johnson : Si les prix baissent, alors, on s'en servira, évidemment.

M. Gruenig : Exactement.

La sénatrice Johnson : Comment allons-nous nous en débarrasser, alors, et pouvons-nous le faire?

M. Gruenig : En fait, dans le cas du charbon, il faudra prendre des mesures réglementaires, et des mesures supplémentaires visant l'abandon progressif du charbon. Nous constatons déjà que certains propriétaires de mine à ciel ouvert, de mine de lignite, vendent leurs actifs. Ils prévoient déjà la fin de ce modèle d'affaires et ils n'attendent pas pour réagir que des mesures réglementaires soient prises. Ils ne veulent pas être laissés pour compte.

Senator Johnson: It would be nice to see more of that regulation done in other Eastern European nations where it's very bad.

Mr. Gruenig: It's a big challenge.

Senator Johnson: It's a very big challenge, yes.

Has Germany's increase in renewable energy improved the country's energy security and is it less dependent on natural gas inputs from Russia?

Mr. Gruenig: Yes, but there are also several factors. There was a strong political will to reduce imports from Russia across the European Union. We've seen an overall decrease of imports of natural gas, but there are other factors.

In Germany, gas is used a lot for heating and in industrial processes. The heating factor is also weather dependent. Your import needs also depend a lot on factors that you cannot really control.

Yes, we see a decrease on import values from Russia, but we also have a second pipeline built. It's a mixed picture that also causes tension within the EU.

Senator Johnson: Of course it causes tension. How are you going to resolve that? That's another long discussion.

Mr. Gruenig: It's a long discussion.

Technically speaking, energy security is improving because of this situation. We're not moving towards importing more gas.

Senator Johnson: We just need more sun everywhere, right?

Mr. Gruenig: Yes.

Senator Mockler: There's a well-known parliamentarian that I know, and he's always making reference to Fred and Martha; that is, who pays? When you look at households, the people, the Freds and Marthas, do you think they're having a hard time paying their electrical bill?

Mr. Gruenig: Certainly there are people who have a hard time. However, looking at energy poverty — and there's a definition in Europe for "energy poverty," including people who live in homes not sufficiently heated or people living in homes that are not sufficiently lit up. This is not an issue in Germany. This is an issue in poor eastern neighbours in the European Union where energy poverty is a real issue.

In Germany, even after labour market and social welfare reforms, there is still a functioning welfare system that provides a basic level of safety, even to those who don't have access to the labour market. Actually, there is a basic layer of protection keeping people from falling into energy poverty.

La sénatrice Johnson : Ce serait agréable de voir d'autres pays de l'Europe de l'Est prendre ce type de mesures réglementaires, car la situation est très mauvaise, là-bas.

M. Gruenig : C'est un grand défi.

La sénatrice Johnson : C'est un très grand défi, en effet.

Est-ce que l'accroissement des énergies renouvelables, en Allemagne, a amélioré la sécurité énergétique de ce pays, est-il moins dépendant des livraisons de gaz naturel de la Russie?

M. Gruenig : Oui, mais cela tient également à plusieurs autres facteurs. Il y a une solide volonté politique de réduire les importations de Russie, dans toute l'Union européenne. Nous avons observé une diminution globale des importations de gaz naturel, mais il y a d'autres facteurs.

On utilise beaucoup le gaz pour le chauffage et les procédés industriels, en Allemagne. Le chauffage dépend également des conditions météorologiques. Les besoins en importation dépendent donc aussi de beaucoup de facteurs qu'il est à peu près impossible de contrôler.

Oui, en effet, nous avons observé une diminution de la valeur des importations à partir de la Russie, mais il faut savoir qu'un second pipeline est en cours de construction. C'est un peu un double discours, et cela crée des tensions au sein de l'UE.

La sénatrice Johnson : Il est certain que cela crée des tensions. Qu'allez-vous faire? Ce sera un autre long débat.

M. Gruenig : C'est un long débat.

Sur le plan technique, cette situation améliore la sécurité énergétique. Nous ne prévoyons pas augmenter nos importations de gaz.

La sénatrice Johnson : Il faudrait tout simplement que le soleil brille plus souvent et partout, n'est-ce pas?

M. Gruenig : Oui.

Le sénateur Mockler : Je connais un parlementaire, par ailleurs bien connu, qui parle toujours de M. et Mme Tout-le-Monde en se posant la question : qui paye? Les ménages, les gens, les M. et Mme Tout-le-Monde, pensez-vous qu'ils ont de la difficulté à payer leur facture d'électricité?

M. Gruenig : Il y en a certainement pour qui c'est difficile. Toutefois, il y a la pauvreté énergétique... et l'Europe a défini la « pauvreté énergétique », qui touche des personnes dont le logement n'est pas suffisamment chauffé ou dont le logement n'est pas suffisamment éclairé. Le problème ne se pose pas, en Allemagne. C'est un problème dans les régions de l'est de l'Union européenne, plus pauvres; là-bas, la pauvreté énergétique est un enjeu réel.

En Allemagne, même après les réformes du marché du travail et de l'aide sociale, le système d'aide sociale fonctionne toujours, et il assure un niveau de sécurité de base, même aux personnes qui n'ont pas accès au marché du travail. Il existe en fait un filet de protection de base qui empêche les gens de basculer dans la pauvreté énergétique.

Senator Mockler: When we look at energy efficiency programs, they're all over the world, or trying to be all over the world. Do you believe that rising energy cost is necessary to drive energy efficiency programs?

Mr. Gruenig: That's a good question, especially in times of relatively cheap energy — where we are nowadays, both for oil and natural gas. Of course, that's where energy efficiency cannot only drive on the cost side. You want additional benefits that come with energy efficiency. I think that's very important not only for households but also for businesses. If a product provides more utility in many dimensions, such as maybe an LED light that provides superior lighting compared to fluorescent lights in terms of light quality, plus it saves electricity, then that's where you can promote energy efficiency even if the cost benefit may be less significant — especially in an environment with lower energy costs compared to Germany.

In Germany, the energy efficiency benefits are relatively easy to get because you have high retail prices of about 30 cents per kilowatt hour.

The Chair: Right about now, 30 per cent of the electricity generated in Germany comes from renewable sources. Do you count nuclear as renewable?

Mr. Gruenig: No.

The Chair: What is the spread in the rest of your energy generation? How much is coal; how much is nuclear? Do you know?

Mr. Gruenig: We have a lot of what we call brown coal or lignite. It's still very dominant and it's pretty inefficient energy.

The Chair: Bad stuff?

Mr. Gruenig: Yes, if you've seen it.

The Chair: It's bad stuff.

Mr. Gruenig: It's quite interesting. It's domestic, so it's around 25 per cent. I don't know the current value, but the past value is around 25. Then about 12 per cent is nuclear. That's also decreasing because they lowered the output and because they're phasing out nuclear power plants. We then have hard coal which is all imported. That's about 17 per cent.

Then we have some natural gas. As I said, electricity from natural gas is actually a relatively small share of the electricity system because natural gas is a lot more expensive in Germany than in North America, mostly because we have very little

Le sénateur Mockler : Prenons les programmes d'efficacité énergétique; il en existe un peu partout dans le monde où il y a des tentatives en ce sens un peu partout dans le monde. Croyez-vous que l'augmentation du coût de l'énergie va nécessairement stimuler les programmes d'efficacité énergétique?

M. Gruenig : C'est une bonne question, surtout à une époque où l'énergie coûte relativement peu, comme c'est le cas aujourd'hui en ce qui concerne tant le pétrole que le gaz naturel. Bien sûr, il faut savoir que l'efficacité énergétique n'est pas motivée seulement par la question du coût. Il est souhaitable que l'efficacité énergétique s'accompagne d'autres sortes d'avantages. Je crois que cela est très important, non seulement pour le secteur résidentiel, mais aussi pour le secteur industriel. Un produit qui a plus d'une utilité, par exemple, peut-être l'éclairage DEL qui offre une luminosité supérieure à l'éclairage fluorescent, une lumière de meilleure qualité, en plus de permettre des économies d'électricité, voilà un produit qui encourage l'efficacité énergétique, même si les avantages financiers sont moins importants; cela s'applique en particulier là où les coûts de l'énergie sont inférieurs à ceux de l'Allemagne.

En Allemagne, les avantages de l'efficacité énergétique sont relativement faciles à réaliser, étant donné que le prix de détail est élevé, à environ 30 centimes le kilowatt-heure.

Le président : Au moment même où l'on se parle, une part de 30 p. 100 de l'électricité produite en Allemagne provient de sources renouvelables. Considérez-vous que l'énergie nucléaire est une énergie renouvelable?

M. Gruenig : Non.

Le président : Comment se répartissent vos autres sources d'énergie? Combien représente le charbon? Combien, le nucléaire? Le savez-vous?

M. Gruenig : Nous utilisons beaucoup ce que nous appelons le charbon brun ou le lignite. Cela représente encore une forte proportion, et cette énergie est plutôt inefficace.

Le président : C'est sale?

M. Gruenig : Oui, si vous avez déjà vu cela.

Le président : C'est sale.

M. Gruenig : C'est assez intéressant. C'est une source nationale, elle représente quelque 25 p. 100. Je ne connais pas les chiffres actuels, mais, dans le passé, c'était environ 25. Il y a ensuite environ 12 p. 100 pour le nucléaire. Cette proportion diminue elle aussi parce que les responsables ont réduit la production et qu'ils vont éliminer progressivement les centrales nucléaires. Il y a ensuite le charbon dur, qui est entièrement importé. Cela représente environ 17 p. 100.

Ensuite, nous avons le gaz naturel. Comme je l'ai dit, l'électricité produite à partir du gaz naturel représente en fait une part relativement petite de l'électricité totale, car le gaz naturel coûte beaucoup plus cher en Allemagne qu'en Amérique

domestic natural gas. It is imported at I think something like three times or four times the rate in North America.

The Chair: The record I have is 46 per cent coal. That's hard coal and lignite.

Natural gas is at about 11 per cent, and nuclear is going to be phased out by 2022.

Mr. Gruenig: Yes.

The Chair: What will you replace it with for firm energy? You need firm energy. It's great to have all the nice intermittent energy, but what will you replace it with?

Mr. Gruenig: Since it's a slow phase-out, it's replaced step-by-step by both renewables and, of course, we will have some coal remaining in the system for a while. There will be a coal phase-out. Mostly we're talking about a lignite phase-out. We will also keep natural gas in the system in Germany. That's why we have the direct import pipelines from Russia, ensuring that natural gas gets delivered.

The Chair: But you still need firm power.

Mr. Gruenig: They all deliver firm power. In the power markets, there was a term called "generating baseload." The power markets say, nowadays, that wind can generate baseload.

In Germany, there are rare days — the calm, cold, winter day, with no wind and no sun. Plus, let's say we have high demand on top. Of course, we can buffer a lot by being integrated in the European energy market, and that's actually becoming increasingly relevant because weather patterns are similar regionally, but across Europe there's enough diversity to balance these severe moments. But even within Germany, we have enough variation in weather patterns to actually make what we have now, the 30 per cent of renewables, just the beginning. There is no real threshold inside there. People always said 20 per cent is the maximum in terms of intermittent or flexible renewables. It turns out that we can go to 30 and even higher. We had days where we had a full system just on renewables.

The Chair: We've gone past the time. I probably shouldn't have asked those questions. Anyhow, thank you very much for your presentation and your answers. They were very good. I think everybody enjoyed them.

du Nord, surtout en raison du fait que nous n'avons que très peu de réserves de gaz naturel chez nous. Je crois que nous importons de trois à quatre fois plus qu'en Amérique du Nord.

Le président : Selon le document que j'ai en main, le charbon représente 46 p. 100. Il s'agit de charbon dur et de lignite.

Le gaz naturel représente environ 11 p. 100, et le nucléaire sera progressivement abandonné d'ici 2022.

M. Gruenig : Oui.

Le président : Par quelle source d'énergie garantie allez-vous remplacer l'énergie nucléaire? Vous avez besoin d'une énergie garantie. C'est bien beau d'avoir toutes ces belles sources intermittentes d'énergie, mais par quoi allez-vous la remplacer?

M. Gruenig : Puisque les centrales seront lentement abandonnées, elles pourront être remplacées peu à peu par les deux autres sources d'énergie renouvelable et, bien sûr, nous conserverons encore un peu de charbon dans le système pendant un certain temps. Ensuite, le charbon sera à son tour progressivement abandonné. Nous parlons principalement de l'élimination du lignite. L'Allemagne conservera aussi, dans son système, le gaz naturel. Voilà pourquoi nous avons des pipelines qui nous permettent d'importer directement de la Russie, qui nous assurent de recevoir du gaz naturel.

Le président : Vous avez quand même besoin d'une énergie garantie.

M. Gruenig : Ce sont toutes des sources d'énergie garantie. Sur les marchés de l'énergie, on avait l'habitude de parler de « production d'une énergie de base ». Aujourd'hui, sur les marchés de l'énergie, on dit que l'éolien peut générer cette énergie de base.

En Allemagne, rares sont les jours, l'hiver, où il n'y a ni vent, ni soleil, où tout est calme et froid. Supposons en plus que la demande soit élevée. Bien sûr, nous pouvons amortir cela beaucoup en étant intégrés dans le marché européen de l'énergie; cela devient en fait de plus en plus pertinent, étant donné que, bien que les modèles météorologiques soient uniformes, dans une région donnée, à l'échelle de l'Europe, ils sont suffisamment diversifiés pour permettre l'équilibre quand une situation exceptionnelle se présente. Cependant, sur le territoire allemand, les modèles météorologiques varient suffisamment pour qu'il soit possible d'affirmer que cette proportion de 30 p. 100 d'énergies renouvelables n'est qu'un début. Il n'y a pas véritablement de seuil, ici. Les gens disent toujours que 20 p. 100 est un maximum pour ce qui est des énergies renouvelables intermittentes ou flexibles. Il s'avère que nous pouvons aller jusqu'à 30 p. 100, voire plus haut encore. Certains jours, le réseau entier fonctionnait uniquement grâce à l'énergie renouvelable.

Le président : Nous avons dépassé notre heure. Je n'aurais probablement pas dû poser ces questions. Quoi qu'il en soit, merci beaucoup de votre exposé et de vos réponses. C'était très éclairant. Je crois que tout le monde est du même avis.

Welcome to the second portion of this meeting of the Standing Senate Committee on Energy, the Environment and Natural Resources. We are continuing our study on the effects of transitioning to a low-carbon economy. I am pleased to welcome, via video conference from Edmonton, Don Wharton, Managing Director for Carbon Transition for TransAlta Corporation.

Thank you very much for being with us today. Sorry we got started a little late, but the chamber sitting went a little longer than we expected.

I believe you have a presentation to make, and then we'll go to questions and answers. The floor is yours, sir.

Don Wharton, Managing Director for Carbon Transition, TransAlta Corporation: Thank you for having me here today. Again, my name is Don Wharton, and my role at TransAlta is the Managing Director for Carbon Transition, which I hope is appropriate for the discussion this afternoon.

I appreciate the opportunity to talk to you today about the perspective of a large, diversified Canadian electricity generator in terms of the carbon transition to a low-carbon economy that we see currently happening within Canada and around the world.

Before I begin, I'd like to provide you with TransAlta's experience in the electricity sector very briefly. We are one of Canada's largest publicly traded power generators and marketers of electricity, with over 100 years of experience in that regard. We're based in Calgary, with about 2,300 employees.

Uniquely in Canada, we have, I believe, a diversified geography. We're active in five provinces in Canada, four U.S. states and in Australia. We're diversified in terms of our fuel portfolio. We're in coal, natural gas, hydro, wind and solar.

We have 80 facilities around the world, with over 8,500 megawatts of generation. We are, interestingly, Canada's largest coal-fired generator. In the same breath, we're also the largest operator of wind energy in Canada, as well as the largest operator of hydro in the province of Alberta.

The majority of our generation is today in coal, although that's been significantly reduced from historic levels. We also, though, have about 35 per cent of our generation from natural gas and 20 per cent today from a combination of wind, hydro and solar, and that is growing annually.

For my remarks today, I'd like to focus on six topics that I hope will be of relevance and interest to the committee in terms of our perspective on big issues associated with power generation in

La deuxième partie de la séance du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles est ouverte. Nous poursuivons notre étude sur les effets de la transition vers une économie à faibles émissions de carbone. J'ai le plaisir d'accueillir Don Wharton, directeur général, Transition vers une réduction du carbone, TransAlta, qui témoignera par vidéoconférence.

Merci beaucoup de vous joindre à nous aujourd'hui. Je suis désolé que nous ayons commencé un peu tard, mais la chambre a siégé un peu plus longtemps que prévu.

Je crois que vous avez une déclaration préliminaire à faire; nous passerons ensuite aux questions. Vous avez la parole, monsieur.

Don Wharton, directeur général, Transition vers une réduction du carbone, TransAlta Corporation : Merci de me recevoir aujourd'hui. Encore une fois, je m'appelle Don Wharton et je travaille pour TransAlta en tant que directeur général de la transition vers une réduction du carbone. J'espère que je pourrai contribuer à votre étude d'aujourd'hui.

Je suis heureux d'avoir l'occasion de discuter avec vous aujourd'hui de la perspective d'établir une production d'électricité diversifiée, au Canada, découlant de la transition vers une économie à faibles émissions de carbone que nous voyons se faire partout au Canada et ailleurs dans le monde.

Avant de commencer, j'aimerais vous parler très brièvement de l'expérience de TransAlta dans le secteur de l'électricité. Nous sommes une société cotée en bourse et l'une des principales sociétés canadiennes de production d'électricité et de commercialisation en gros; nous avons accumulé plus de 100 années d'expérience dans ce domaine. Notre siège social est situé à Calgary et nous employons quelque 2 300 personnes.

La géographie diversifiée du Canada est, à mon avis, unique. Nous sommes présents dans cinq provinces canadiennes, dans quatre États américains et en Australie. Notre portefeuille de centrales est également diversifié : elles fonctionnent au charbon ou au gaz naturel, mais également à l'énergie hydraulique, éolienne ou solaire.

Nous avons 80 installations, dans le monde, et nous produisons plus de 8 500 mégawatts d'électricité. Fait intéressant, nous sommes le plus important producteur d'électricité au charbon du Canada. Parallèlement à cela, nous sommes également le plus important producteur d'énergie éolienne du Canada ainsi que le plus important producteur d'énergie hydraulique de l'Alberta.

Aujourd'hui, notre production repose principalement sur le charbon, mais cette proportion a beaucoup diminué par rapport aux niveaux historiques. Par contre, notre production repose sur le gaz naturel pour environ 35 p. 100, et sur une combinaison d'énergies éolienne, hydraulique et solaire, pour environ 20 p. 100, et ces proportions augmentent année après année.

J'aimerais me concentrer aujourd'hui sur six sujets qui, je l'espère, seront pertinents et intéressants aux yeux des membres du comité et qui concernent la façon dont nous envisageons les

Canada. Those six are: managing costs and impacts of transition; transitioning away from coal-fired generation, specifically; some views on investing in clean technology; views on interprovincial transmission potential, views on carbon pricing; and, finally, views on hydro power.

I want to give context to my remarks in a couple of ways. The first is to let you know that, as a generator, it's really in the DNA of our company to be concerned with three basic elements of changing fuel mix. One is the maintenance of reliability of the supply of electricity. That simply has to be priority number one for any power generator, and we take that responsibility as an absolute top priority.

The second one is keeping consumer cost impacts as low as possible as we start to shift fuel mix in Canada. That's a critical element. I've heard, even today, the interest of the committee in that particular aspect.

Finally, and maybe a slightly differently from what you may have heard previously, I want to make the point that maintaining the viability of industry participants is actually a critical element in terms of keeping those participants viable financially in order to actually invest in making the transition happen that we're looking to make happen.

It's with those underlying criteria that I'll make the remainder of my comments.

The first one, as I mentioned, was around managing cost impacts. TransAlta's observation is that we are already on a path to a lower carbon emissions future. We have seen transition occurring in almost every type of geography that we're actively involved in. The question is not one of if the transition is happening, in our minds, but, more importantly, how it's to be done.

The goal is to transform a region's fuel mix in a sustainable manner. That's really the challenge. Governments everywhere are struggling with the how part and exactly how to do that in a way that meets the criteria that I rolled out earlier.

We believe that it's possible to achieve emission reductions while minimizing price impacts, but clearly the role of government in policy making is critical in terms of designing policies that help to make that transition both sustainable and, most importantly, at a cost that's bearable by all electricity consumers.

I would like to also mention that it's important, at least in my view, to recognize that almost every electricity market in Canada is different and that solutions in one jurisdiction may well not work for another. Canada's electricity market has evolved in a very regional way, largely managed by provincial jurisdictions,

grands enjeux liés à la production d'énergie au Canada. Les six sujets sont les suivants : la gestion des coûts et des répercussions de la transition; l'abandon des centrales au charbon, en particulier, quelques réflexions sur les investissements dans les technologies propres; des réflexions sur les possibilités de transmission interprovinciale et sur le prix du carbone; puis, pour finir, des réflexions sur l'énergie hydroélectrique.

J'aimerais éclairer mes commentaires en vous donnant deux ou trois autres informations. Pour commencer, j'aimerais que vous sachiez que, en tant que producteur, notre société se préoccupe de trois éléments fondamentaux de l'évolution de la répartition des sources d'énergie; c'est dans ses gènes. Pour commencer, il faut assurer la fiabilité de l'approvisionnement en électricité. C'est la grande priorité de tout producteur d'électricité, c'est inévitable, et pour nous, c'est une responsabilité prioritaire et absolue.

La deuxième chose, c'est que nous devons nous assurer que l'effet de coût pour les consommateurs sera le plus petit possible lorsque nous commencerons à modifier la répartition des sources d'énergie au Canada. C'est un aspect critique. Encore aujourd'hui, j'ai entendu les membres de votre comité qui exprimaient leur intérêt pour cet aspect en particulier.

Enfin, et je présente la chose sous un angle légèrement différent de ce que vous avez probablement entendu dire auparavant, il est essentiel d'assurer la viabilité des acteurs de l'industrie, et il faut s'assurer qu'ils restent viables sur le plan financier de façon qu'ils puissent vraiment investir dans la transition que nous voulons voir se produire.

À la lumière de ces critères sous-jacents, je vais formuler mes derniers commentaires.

La première chose, comme je l'ai dit, concerne la gestion des impacts financiers. TransAlta a constaté que nous sommes déjà engagés sur la voie d'un avenir plus sobre en carbone. Nous avons constaté que cette transition avait lieu dans presque toutes les régions où notre société est présente. Il ne s'agit pas de se demander si la transition a lieu, à notre avis, mais, et c'est plus important, comment elle va se réaliser.

L'objectif consiste à modifier de façon durable la répartition des sources d'énergie d'une région donnée. Voilà le véritable défi. Tous les gouvernements du monde se demandent par quels moyens ils vont y parvenir, et ce qu'ils doivent faire exactement s'il leur faut respecter les critères que je viens d'énoncer.

Nous croyons qu'il est possible de réduire les émissions tout en réduisant les impacts sur les prix, mais il est clair que le rôle du gouvernement, qui élabore des politiques, est critique, puisque ses politiques aident à rendre cette transition durable, mais aussi, et cela est plus important encore, qu'elle se fasse à un coût que les consommateurs d'électricité peuvent assumer.

J'aimerais aussi mentionner qu'il est important, à mon avis du moins, de reconnaître que les marchés de l'électricité au Canada sont tous différents, et qu'une solution qui fonctionne d'un côté peut ne pas fonctionner de l'autre. Le marché de l'électricité au Canada a évolué dans une direction très régionale, et il est géré en

very different across the country. So I will make remarks, but I want to emphasize that we need to be careful not to take those as generalizations. I hope to, in the questions, get at perhaps more specific answers on one aspect or another.

The other thing to mention is that we actually do believe that electricity prices are going to be rising anyway, even without a transition to a cleaner economy. That really relates to the need for large investment in infrastructure in electricity across the country, the need to replace retiring assets of any sort, quite frankly, with newer assets, which always results in a larger cost or a higher cost of generation than long-lived, legacy and fully depreciated assets. So I think it's important to recognize from a cost perspective that we will need to deal with cost impacts on electricity consumers in one fashion or another, and on top of that we will add the costs associated with transitioning certain types of fuel to a cleaner generation. It's a two-stepper, if you like.

Let me talk specifically for a minute about the transition of coal-fired generation, something that's very important to our company. As a large coal-fired generator today, it is very topical in regions like Alberta.

Our coal-fired portfolio has gone from about 70 per cent coal 10 years ago to about 45 per cent of our fuel mix today. We see that continuing, certainly driven by environmental imperatives. The federal greenhouse gas regulations on coal-fired generation, which were promulgated in 2011, set part of the stage for the earlier retirement of coal generation. Other provinces, including Alberta, are looking to accelerate that phase-out. We recognize that it's a representation of social desire; so certainly we're not arguing against it.

I want to point out that we certainly believe that it's important to phase the transition away from coal in certain jurisdictions that are highly dependent on it today in a very careful manner. That's certainly not just a self-interested comment from our company's perspective. We actually believe that aggressive, pre-emptive decisions to retire coal-fired generation make good headlines, but they aren't necessarily the sustainable manner in which you want to transition your fuel economy. Certainly in some respects, they could create challenges with reliability on grids and unnecessarily higher costs of generation, as opposed to a better scenario, perhaps, where coal is still transitioning in a careful, managed fashion, which allows it to support the entry of new cleaner generation renewables, maintain the reliability of grids and also keep the companies making the transition viable so that they can continue to invest.

grande partie par les provinces, c'est-à-dire de manière très différente à l'échelle du pays. Je vais donc présenter mes commentaires, mais je tiens à souligner que vous devez vous garder de ne pas en tirer des généralisations. J'espère pouvoir, en réponse à vos questions, vous donner des renseignements plus spécifiques, peut-être, touchant un aspect ou un autre.

L'autre chose que je veux mentionner, c'est que nous croyons vraiment que les prix de l'électricité vont augmenter d'une manière ou d'une autre, même s'il n'y a pas de transition vers une économie plus propre. En réalité, c'est qu'il faut d'importants investissements dans l'infrastructure du réseau électrique, partout au pays, qu'il faut remplacer toutes sortes d'actifs en fin de vie, très franchement, par des actifs neufs, ce qui se traduit toujours par des coûts plus importants ou plus élevés de production qu'avec des actifs en place depuis longtemps et entièrement amortis. C'est pourquoi je crois qu'il est important de reconnaître que, en ce qui concerne les coûts, nous allons devoir composer d'une manière ou d'une autre avec les impacts financiers pour les consommateurs d'électricité; en outre, il faut ajouter les coûts de la transition de certains types de sources d'énergie vers un mode de production plus propre. Cela se fera en deux temps, si vous préférez.

Permettez-moi de parler en particulier, un peu, de la transition des centrales au charbon, un aspect qui est très important pour notre entreprise. Nous possédons aujourd'hui d'importantes centrales au charbon, et elles se retrouvent toutes en Alberta.

Nos centrales au charbon, qui représentaient environ 70 p. 100 de nos sources d'énergie, il y a 10 ans, comptent aujourd'hui pour 45 p. 100 de ces sources. Nous pensons que la tendance se poursuivra en raison, à coup sûr, des impératifs environnementaux. Le règlement fédéral sur les émissions de gaz à effet de serre, celui qui porte sur l'électricité thermique au charbon, adopté en 2011, a jeté les bases de l'élimination des centrales au charbon. D'autres provinces, y compris l'Alberta, cherchent un moyen d'accélérer cette élimination progressive. Nous voyons bien que cela répond aux souhaits de la société; nous n'allons donc certainement pas nous y opposer.

J'aimerais souligner que nous sommes tout à fait d'accord pour dire qu'il est important que la transition repose sur l'élimination des centrales au charbon, dans les régions qui dépendent beaucoup de ces centrales aujourd'hui, mais qu'il faut le faire avec une grande prudence. Je ne le dis pas parce que cela est dans l'intérêt de notre entreprise, c'est certain. Nous croyons en fait que les décisions hâtives et spectaculaires visant à supprimer les centrales au charbon font certes de bons titres dans les journaux, mais elles ne correspondent pas nécessairement aux objectifs de durabilité de la transition de l'économie énergétique. À certains égards, elles pourraient même créer des problèmes de fiabilité du réseau et entraîner une hausse inutile des coûts de production; au contraire, dans un autre scénario peut-être mieux adapté, selon lequel les centrales au charbon seraient toujours utilisées, mais où la transition serait gérée avec prudence, il serait possible d'accueillir de nouvelles sources plus propres d'énergie

Getting to the how part, it really is attention to detail about how coal is moved out of Canada's energy mix in a careful, managed and thoughtful way, and not simply by decree.

I want to talk briefly about clean technology investment and our views on that. On the fossil fuel front, we see real potential in the near term, given this transition from coal, to look at coal-to-gas conversion, particularly in Alberta. We think that interesting step could allow coal units to transition at a lower cost than a complete shutdown and replacement by new technology. It has some potential and we're certainly one company looking seriously at the potential for converting some of our coal units to natural gas firing.

Some of you may be aware that we've also had a history of examining carbon capture and storage as a technology to reduce emissions on coal-fired generation. We worked on a project with both federal and Alberta provincial funding a few years ago. It turned out that at the time it was not an economic prospect, and we shelved that work. We continue to monitor that technology carefully and believe that there may be some breakthroughs to allow coal to continue to be used in a clean way, in fact cleaner than natural gas generation.

We were one of Canada's early investors in wind technology. We've seen dramatic reductions in the cost of wind generation over the last, say, 15 years. We've seen increases in scale and capacity factors for wind generation that together have helped to bring down the cost of wind generation to the point where in some regions it's close to being competitive with some traditional baseload fuels. We could perhaps talk more about that in a minute.

As a company, we have invested in solar generation. We see solar as being about where wind was 15 years ago, which means that for pricing today, solar is not directly competitive without some form of support subsidy or requirement by governments. We do see it on the same kind of trend line for improving performance, reducing costs and ultimately getting to close to where wind is today. We are investing in solar and see it as a leading-edge technology.

renouvelable en assurant la fiabilité des réseaux, mais aussi la viabilité des entreprises, qui pourraient participer à la transition et continuer à investir.

Quant au moyen à utiliser, il s'agit en fait de porter attention aux détails; le Canada devra supprimer le charbon de ses sources d'énergie d'une manière prudente, bien gérée et réfléchie, et non pas simplement à coup de décret.

J'aimerais parler brièvement des investissements dans les technologies propres et vous faire part de nos opinions à ce sujet. Du côté des énergies fossiles, nous estimons qu'il est vraiment possible, à court terme, puisque nous allons éliminer le charbon, d'envisager une conversion des installations au charbon en installations au gaz, en Alberta, en particulier. Nous pensons qu'il s'agit d'une étape intéressante, car nous pourrions transformer les installations au charbon à moindre coût que si nous devions les fermer complètement et les remplacer par de nouvelles technologies. Cette solution a un certain potentiel, et notre entreprise examine sérieusement la possibilité de convertir certaines de ses centrales au charbon en centrales au gaz naturel.

Certains parmi vous savent peut-être que nous avons déjà pensé à utiliser la technologie de captage et de stockage du carbone pour réduire les émissions de nos centrales au charbon. Nous avons lancé un projet, il y a quelques années, grâce au financement du gouvernement fédéral et de la province de l'Alberta. Nous avons réalisé que, à cette époque, les perspectives économiques n'étaient pas bonnes et nous avons abandonné les travaux. Nous continuons pourtant de surveiller de près cette technologie et nous croyons que certaines avancées dans ce domaine nous permettront d'exploiter nos centrales au charbon de manière propre, plus propre, en fait, que les centrales au gaz naturel.

Nous avons été parmi les premiers au Canada à investir dans la technologie de l'éolien. Nous avons observé des réductions phénoménales du coût de la production d'énergie éolienne au cours des, disons, 15 dernières années. Nous avons observé une augmentation de l'ampleur de la production et de la capacité des sources d'énergie éolienne, facteurs qui, ensemble, ont permis de réduire le coût de l'énergie éolienne au point où, dans certaines régions, il est presque à égalité avec le coût de certaines énergies traditionnelles. Nous pourrions peut-être en parler un peu plus dans un instant.

Notre entreprise a également investi dans l'énergie solaire. Nous pensons que l'énergie solaire est au point où en était l'énergie éolienne il y a 15 ans, ce qui signifie que, sans une aide quelconque des gouvernements, sans subventions, l'énergie solaire ne peut être directement compétitive sur le plan des prix. Nous pensons toutefois que cette énergie suivra la même tendance au chapitre de l'amélioration du rendement et de la réduction des coûts, et qu'elle en arrivera au bout du compte à peu près au même point que celui où se trouve l'énergie éolienne aujourd'hui. Nous investissons dans l'énergie solaire, nous croyons qu'il s'agit d'une technologie de pointe.

We're also looking at battery storage and have several projects under way here in Alberta to look at the potential for electricity storage. Of course, it would be a tremendous breakthrough if that technology proved both economic and at a scale that was able to make changes to how electricity actually flows. It would change the whole nature of our business. We believe we're perhaps 15 to 20 years away from a very large-scale, robust shift in that technology; but it is fascinating and we are involved.

We are finding that in all of the jurisdictions where we operate in Canada, the U.S. and Australia, regardless of the fuel type and type of generation we're building, it's becoming increasingly difficult to site almost any kind of generation. Each generation technology seems to have challenges with respect to public acceptance and environmental footprint. I'll give you an example.

In early days of wind generation in Alberta, it was easy and straightforward with lots of public support to build a wind farm in southern Alberta. We were welcomed with open arms. Increasingly we're seeing, not so much in Alberta but in other jurisdictions, resistance to wind generation in some locations, which has to be dealt with.

To give you another example, in order for a solar farm that we own in Massachusetts to produce the same amount of generation that a 100-megawatt coal plant would produce, we would need a footprint of about 4,600 football fields. That's not an insignificant statistic. I just wanted to recognize that regardless of where we go with the transition, we're going to have challenges in siting new generation.

Briefly I want to mention transmission. As I mentioned earlier, without the changes in generation mix that we're looking to in a transformational environment, we would have to invest significantly in Canada's transmission infrastructure in order to achieve a reliable supply across the country. One thing mentioned frequently, and it was a discussion at the first ministers' meetings, was around the idea of interprovincial electricity transmission as potentially a contributor to a clean energy transformation.

While in our view it is correct that that can contribute to the optimization of cleaner energy across the country, I want to point out that there is a challenge. Given the regionalism of electricity markets across the country, it's important for the committee to recognize that should we build large-scale interprovincial transmission, there could be significant repercussions in terms of the effect of that imported electricity on certain markets, and the impact on electricity prices, on the incumbent electricity

Nous pensons également aux possibilités de stockage dans des batteries et nous menons plusieurs projets, ici en Alberta, sur le potentiel du stockage de l'électricité. Bien sûr, ce serait là un progrès extraordinaire, une technologie qui soit à la fois économique et utilisable à une échelle qui permettrait de changer le mode actuel de distribution de l'électricité. Cela changerait du tout au tout la nature de nos activités. Nous croyons qu'il se produira, dans 15 ou 20 ans peut-être, un changement radical et à très grande échelle, dans cette technologie; mais cela est fascinant, et nous participons à ces projets.

Nous constatons que, dans toutes les régions où nous sommes présents au Canada, aux États-Unis et en Australie, et cela, peu importe le type de carburant ou le type d'installations de production que nous construisons, il devient de plus en plus difficile de trouver un site, peu importe le type de production. Il semble que toutes les technologies de production représentent un défi au regard de l'acceptabilité sociale et de l'empreinte environnementale. Je vais vous donner un exemple.

Aux premiers jours de la production d'énergie éolienne en Alberta, il était facile de construire un parc éolien, dans le Sud de l'Alberta, et nous avons sans problème l'appui du public. Nous étions accueillis partout avec le sourire. Nous voyons de plus en plus, pas tellement en Alberta, mais ailleurs, une résistance à l'énergie éolienne, dans certaines régions, et nous devons composer avec cela.

Je vais vous donner un autre exemple; pour produire, dans notre centrale solaire du Massachusetts, le même volume d'énergie qu'avec une centrale au charbon de 100 mégawatts, il nous faudrait occuper un espace équivalent à environ 4 600 terrains de football. Ce n'est pas peu dire. Je voulais simplement faire comprendre que, peu importe où nous amène la transition, nous allons avoir des problèmes à choisir l'emplacement des nouvelles installations de production.

J'aimerais brièvement aborder le sujet de la distribution. Comme je l'ai dit tantôt, si nous ne tenons pas compte des changements de la répartition des sources, qui découleront de la transformation, il nous faudrait investir des sommes importantes dans l'infrastructure de distribution du Canada pour assurer un approvisionnement fiable à l'échelle du pays. Il y a une chose dont on parle souvent, et il en a été question à une réunion des premiers ministres, c'est la possibilité d'un réseau de distribution électrique interprovincial, qui pourrait contribuer à la transformation des énergies propres.

Il est vrai, selon nous, que cette solution peut contribuer à l'optimisation de l'énergie propre à l'échelle du pays, mais je tiens à souligner qu'il y a là aussi un défi à relever. Étant donné que les marchés de l'électricité, au Canada, sont des marchés régionaux, il est important que votre comité reconnaisse que, si nous mettions en place un réseau interprovincial de distribution à grande échelle, il pourrait y avoir d'importantes repercussions touchant l'importation d'électricité dans certains marchés et son effet sur

generators and on the regulatory frameworks that might be different across the jurisdictions making this happen.

It's not a simple thing. It is challenging. I simply want to point out that while interprovincial transmission is an interesting idea, it's not exactly straightforward.

Carbon pricing might be of interest to this committee. TransAlta is operating in a variety of jurisdictions that already have carbon pricing, such as Alberta and B.C. There's cap and trade in Quebec and soon to be in Ontario. We're operating in California and Australia. As a company, we support the concept of putting a price on carbon in some form or fashion. We believe that markets respond well to that kind of signal. However, based on our experience, I would caution that ideas, for example of a national carbon price, are perhaps a challenge for exactly those reasons that I was talking about earlier. The diversity of the legacy situation across the country is so different that we would worry that a single carbon price across the country might be expeditious in terms of interprovincial trading of carbon but could be very challenging in terms of a differentiated impact on different jurisdictions based on their legacy fuel mix, their regulatory framework, their market design and that kind of thing. Again, that is something to be cognizant of.

The final point I wanted to raise is around hydro. We are actively involved in hydro generation and have been for 100 years. We are a strong believer in the value of hydro. In fact, in jurisdictions where we have hydro, we see the value of hydro in terms of not only being clean but also being very available for system support, ancillary support and energy storage. It has a tremendous amount of attributes that can be beneficial to reducing overall emissions associated with power generation.

However, there are challenges with the capital requirements of new hydro. Today in Alberta, for example, it is not directly competitive with natural gas and even coal or wind, for that matter. The question is: How do we move toward an increased use of hydro in jurisdictions that have options that are more competitively priced, keeping in mind that we want to keep the costs to consumers as low as possible? I leave that as a question as opposed to a solution, but I wanted to make the committee aware of our views on that.

Let me conclude by saying that as a company we do see that this transition is already under way. We are supportive of doing that in a thoughtful, careful and responsible manner. As we progress to the next step of evolution in our industry, we look

le prix de l'électricité pour les producteurs d'électricité et au chapitre des cadres de réglementation qui ne sont pas les mêmes dans tous les marchés qui voudraient participer à ce projet.

Ce n'est pas simple. Cela représente un défi. Je voulais simplement souligner que, bien que l'idée d'un réseau de distribution interprovincial soit une idée intéressante, elle n'est pas exempte d'embûches.

La question du prix du carbone intéresse probablement votre comité. TransAlta est présente dans plusieurs régions qui ont déjà établi un prix pour le carbone, comme l'Alberta et la Colombie-Britannique. Au Québec, il y a un système de plafonnement et d'échange, et il y en aura bientôt un en Ontario. Nous sommes également actifs en Californie et en Australie. Notre entreprise est d'accord pour tarifier le carbone, d'une manière ou d'une autre. Nous croyons que les marchés répondent bien à des signaux de ce type. Toutefois, en me fondant sur notre expérience, je ferais une mise en garde : les initiatives touchant par exemple l'établissement d'un prix national pour le carbone représenteraient peut-être un défi pour les raisons mêmes dont je parlais plus tôt. Les mécanismes en place dans les diverses régions du pays sont si diversifiés qu'il nous faudrait craindre qu'un prix unique pour le carbone, à l'échelle du pays, même s'il facilitait les échanges interprovinciaux, poserait aussi d'importants défis, car les répercussions sur les différentes administrations varieraient selon la répartition de leurs sources d'énergie, leur cadre réglementaire, les règles de leur marché, des choses de ce type. Encore une fois, c'est une chose qu'il faut savoir.

Le dernier point que j'aimerais aborder concerne l'énergie hydroélectrique. Nous sommes depuis un siècle un acteur dynamique dans le secteur hydroélectrique. Nous croyons fermement en la valeur de cette source d'énergie. En fait, partout où nous exploitons des centrales hydroélectriques, nous constatons que cette énergie a de la valeur, non seulement parce qu'elle est propre, mais aussi parce qu'elle est facilement disponible pour le soutien du réseau, le soutien des réseaux secondaires et le stockage de l'énergie. Ce type d'énergie possède d'immenses qualités grâce auxquelles on pourrait réduire le volume total des émissions associées à la production d'énergie.

Toutefois, les besoins en capitaux pour les nouvelles installations hydroélectriques représentent un problème. Aujourd'hui, en Alberta, par exemple, cette énergie n'est pas en concurrence directe avec le gaz naturel ou le charbon, ni même avec l'éolien, d'ailleurs. La question est la suivante : comment pouvons-nous penser à une augmentation de la production d'énergie hydroélectrique dans les régions où il existe des options plus compétitives au chapitre du prix, tout en gardant à l'esprit qu'il faut que le coût pour les consommateurs soit le plus réduit possible? Je pose la question, mais je n'ai pas de solution à offrir; je voulais simplement que le comité soit au courant de notre opinion sur la question.

Je vais conclure en disant que, en tant qu'entreprise, nous voyons bien que la transition a déjà commencé. Nous voulons qu'elle se déroule de manière réfléchie, prudente et responsable. Notre secteur évolue et va bientôt franchir une autre étape, et

forward to engaging with provincial and federal governments to discuss how policies and programs that will support that will continue.

Thank you for having me today. I look forward to your questions.

The Chair: Thank you very much, Mr. Wharton. We'll now go to questions.

Senator Massicotte: Thank you for being with us, Mr. Wharton.

Let me be direct. The code words I hear from you are “be careful of competition; be careful of hydro; be careful of legacy assets.” Your company has invested lots of money in the coal plants which generate most of the electricity. The message I am getting is be careful. To the extent that you wanted to have restrictive regulations on it, it will affect us. It will affect our costs and our costs to consumers. That's what I hear.

What do you recommend relative to the fact that you are a big producer of electricity via coal, yet we want to go green? What do you recommend specifically? What should regulations look like from the federal government side?

Mr. Wharton: I will speak specifically about the Alberta situation because that's where we have our coal assets in Canada. We are already in discussions with the Alberta government regarding how this is to be done.

To my point, there is a need, in our view, for a known and certain schedule for coal plant retirements that are date specific if they are different than the federal retirement dates that are currently in place. That certainty of “when” is an important element in terms of planning not only for the replacement of that generation but also for maintaining the reliability of the system. Yes, a certainty of schedule of coal transition is important.

Speaking strategically, if I were a government policy maker, I think I would recognize that if I were to retire coal in an aggressive, immediate manner in Alberta, you would get a dash to natural gas generation as the only technology able to fill the void that quickly in terms of the required supply of base flow generation as opposed to a scenario in which you might carefully transition coal, keeping some available for baseload support of the grid and a reliable system, and allowing renewable energy — wind, solar or other technologies — to enter at a more reasonable pace and be fully supported. The grid is fine. The renewables can grow on their own accord and coal can slowly retire.

nous avons hâte de discuter avec les gouvernements fédéral et provinciaux de la manière dont les politiques et les programmes pourront soutenir ces progrès.

Merci de m'avoir écouté. J'ai bien hâte d'entendre vos questions.

Le président : Merci beaucoup, monsieur Wharton. Nous allons maintenant passer aux questions.

Le sénateur Massicotte : Merci de vous être joint à nous, monsieur Wharton.

Je vais être direct, si vous me le permettez. Si je vous ai bien compris, les expressions importantes, pour vous, sont les suivantes : « Faites attention à la concurrence; faites attention à l'hydroélectricité; faites attention aux actifs que vous possédez déjà. » Votre entreprise a investi des sommes importantes dans des centrales au charbon qui produisent la plus grande partie de l'électricité. Votre message, si j'ai bien compris, est : faites attention. Étant donné que vous vouliez que des règlements restrictifs soient adoptés, cela nous touchera. Cela se répercutera sur les coûts et sur les coûts pour les consommateurs. C'est ce que je comprends.

Que recommandez-vous relativement au fait que vous êtes un grand producteur d'électricité au charbon, alors que nous voulons pourtant prendre le virage vert? Que recommandez-vous précisément? Quel aspect devrait prendre la réglementation, du côté du gouvernement fédéral?

M. Wharton : J'aborderai précisément la situation en Alberta, puisque c'est là que se trouvent nos actifs dans le secteur du charbon au Canada. Nous sommes actuellement en pourparlers avec le gouvernement de l'Alberta concernant la façon dont cela doit se faire.

Pour en venir à la question que je voulais soulever, à notre avis, il faut qu'un calendrier connu et certain soit établi pour l'abandon des centrales au charbon à des dates précises, si elles sont différentes des dates d'abandon fédérales qui sont actuellement en place. Cette certitude quant au « quand » est un élément important du point de vue de la planification, non seulement pour le remplacement de cette production, mais aussi pour le maintien de la fiabilité du réseau. Oui, la certitude quant au calendrier de transition vers l'abandon du charbon est importante.

D'un point de vue stratégique, si j'étais un décideur du gouvernement, je pense que je reconnaîtrais que, si je devais retirer le charbon de l'Alberta d'une façon dynamique et immédiate, on se ruerait sur la production de gaz naturel en tant que seule technologie capable de combler le vide aussi rapidement en ce qui concerne l'approvisionnement requis du débit de base généré, contrairement à un scénario où on pourrait procéder à une transition prudente vers l'abandon du charbon, en en conservant un peu à l'appui d'une production d'électricité de base et de la fiabilité du réseau, tout en permettant aux sources d'énergie renouvelables — éolienne, solaire ou autres technologies — d'entrer en jeu à une cadence plus raisonnable et d'être

Senator Massicotte: Let's say, theoretically, that we use the U.S. regulations that Obama has pushed out on coal. If we applied those to your industry, how would that look compared to the current situation?

Mr. Wharton: In my view, there is one attribute of the U.S. Clean Power Plan that I think is worth some scrutiny; that is, the plan essentially provides simple targets to jurisdictions, to states, to achieve certain levels of reduction. It's not prescriptive. It doesn't determine what kinds of fuel you would use or how to achieve the targets, but it simply sets the target for achievement in emission reductions. That certainly provides industry with much more flexibility. It provides local or state governments with more planning flexibility as opposed to a fuel-specific and prescriptive type of reduction policy which may or may not be the best.

Senator Johnson: Good evening. You have been very busy in your company transitioning. In terms of your renewable generating facilities, which you have been expanding in your portfolio of renewable wind and solar over the last few years, does renewable generation still rely on government measures or subsidies to be competitive with fossil fuel generation?

Mr. Wharton: As a general statement I would say yes, it does to some extent in terms of wind and certainly for solar. I would even put hydro generation in there in regions where it's competing with fossil fuel generation, such as in Alberta.

Senator Johnson: How is Alberta doing in terms of wind? I'm from Manitoba. We have lots of wind, but I don't think we have been using it to the extent you have, have we?

Mr. Wharton: I'm not sure statistically if we're still the largest wind province in Canada, but we're one of the top two or three in terms of installed capacity.

Recently, the investment in wind generation has leveled off, in large part because of two things: the elimination of any kind of subsidy available through the federal government and the dramatically lower price of natural gas. In markets that are competitive, like Alberta, it is really the lowest cost generation that wins the day. We have seen a plateau in the province in terms of wind investment.

pleinement appuyées. Le réseau se porte très bien. Les sources d'énergie renouvelables peuvent s'accroître d'elles-mêmes, et le charbon peut être retiré lentement.

Le sénateur Massicotte : Disons, théoriquement, que nous utilisons la réglementation américaine qu'Obama a imposée relativement au charbon. Si nous appliquons cette réglementation à notre industrie, de quoi les choses auraient-elles l'air comparativement à la situation actuelle?

M. Wharton : À mon avis, il y a une caractéristique du Clean Power Plan des États-Unis qui vaut la peine d'être étudiée, c'est-à-dire que le plan prévoit essentiellement de simples cibles pour les administrations — pour les États — afin d'atteindre certains taux de réduction. Il n'est pas contraignant. Il ne détermine pas quels genres de combustibles vous devriez utiliser ou comment atteindre les cibles, mais il fixe simplement la cible pour l'obtention des réductions des émissions. Cela offre certainement une bien plus grande marge de manœuvre à l'industrie. Il offre plus de souplesse aux administrations locales ou aux gouvernements des États en ce qui a trait à la planification, contrairement à une politique de réduction de type contraignant et propre à un combustible, qui pourrait être ou ne pas être la meilleure solution.

La sénatrice Johnson : Bonsoir. Vous êtes très occupé par la transition de votre entreprise. En ce qui concerne vos installations génératrices d'énergie renouvelable, qui prennent de l'expansion dans votre portefeuille d'énergies éolienne et solaire renouvelables depuis quelques années, la production d'énergie renouvelable dépend-elle de mesures ou de subventions du gouvernement pour être concurrentielle par rapport à la production d'énergie au moyen de combustibles fossiles?

M. Wharton : De façon générale, je dirais que oui, c'est le cas, dans une certaine mesure, pour ce qui est de l'énergie éolienne, et certainement pour l'énergie solaire. J'inclurais même la production d'hydroélectricité, dans les régions où elle était en concurrence avec la production d'énergie au moyen de combustibles fossiles, comme en Alberta.

La sénatrice Johnson : Comment se porte l'Alberta du point de vue de l'énergie éolienne? Je viens du Manitoba. Nous avons beaucoup de vent, mais je ne pense pas que nous l'utilisions dans la même mesure que vous, n'est-ce pas?

M. Wharton : D'un point de vue statistique, je ne suis pas certain si nous sommes encore la première province éolienne en importance, mais nous faisons partie des deux ou trois premières en ce qui a trait à la capacité installée.

Récemment, l'investissement dans la production d'énergie éolienne s'est stabilisé, en grande partie à cause de deux choses : l'élimination de tout type de subvention accessible par l'intermédiaire du gouvernement fédéral; et le prix considérablement moins élevé du gaz naturel. Sur les marchés qui sont concurrentiels, comme celui de l'Alberta, c'est vraiment la production dont le coût est le moins élevé qui remporte la

Senator Johnson: Has there been an improvement in managing the integration of renewable generation into the electric grid?

Mr. Wharton: I would say yes, in general. That includes in terms of the system support for renewables like wind.

Let me speak specifically of wind. Certainly in jurisdictions that we're involved in, we have seen improved management of wind resources. The growth of scale and performance of wind resources also helps in terms of their contribution to any particular grid. We have seen the same thing in Ontario.

The short answer to your question is yes, it is improving. However, there are still some challenges with transmission integration. That will continue as we perhaps geographically diversify generation, not just wind but other types.

Senator Johnson: Is it possible, then, to have a substantial increase in wind and solar generation without affecting the reliability of the electricity supply?

Mr. Wharton: This is one of those generalized statements, so I have to be careful in saying this, but let me use Alberta, just to be specific. In our view, the short answer is no. The analysis and studies we've been doing recently show that when we retire 100 megawatts of coal-fired generation and we bring on the same amount of new wind generation, we also have to build close to 100 megawatts of baseload fueled by something like natural gas in order to achieve the same reliability that the coal provided to the system. We are having to double the replacement of a particular generation technology — coal in this case — in order to maintain the same reliability that we had achieved historically, in our view.

Senator Johnson: Thank you.

Senator MacDonald: Thank you, sir, for your presentation today.

I first want to ask you about your Keephills 3 facility. I've always had an interest in coal generation because you are the largest user of coal to generate power in the country, but Nova Scotia still relies more on coal to produce its percentage of power. This facility was built in 2011. How efficient was this facility compared to the older models, and the older stock? I understand it has a projected lifespan of five decades, yet Alberta is calling for zero emissions from these plants by 2030.

manche. Nous avons observé un plateau dans la province en ce qui concerne l'investissement dans l'énergie éolienne.

La sénatrice Johnson : Y a-t-il eu une amélioration au chapitre de la gestion de l'intégration de la production d'énergie renouvelable dans le réseau électrique?

M. Wharton : Je dirais que oui, en général. Cela comprend le soutien du réseau pour les énergies renouvelables, comme l'éolienne.

Laissez-moi vous parler de l'énergie éolienne en particulier. Certes, dans les administrations où nous menons nos activités, nous avons observé une amélioration au chapitre de la gestion des ressources éoliennes. La croissance de l'échelle et du rendement des ressources éoliennes est également utile du point de vue de leur contribution à tout réseau particulier. Nous avons observé le même phénomène en Ontario.

La réponse courte à votre question est : « Oui, la situation s'améliore. » Toutefois, il y a encore des défis à relever en ce qui a trait à l'intégration de la transmission. Cette amélioration se poursuivra à mesure que — peut-être — nous diversifions, sur le plan géographique, pas seulement la production d'énergie éolienne, mais celle d'autres types.

La sénatrice Johnson : Alors, est-il possible d'obtenir une augmentation importante de la production d'énergies éolienne et solaire sans que cela ne nuise à la fiabilité de l'approvisionnement en électricité?

M. Wharton : C'est une de ces affirmations généralisées, alors je dois faire attention quand je dis cela, mais laissez-moi utiliser l'Alberta, simplement pour être précis. À notre avis, la réponse courte est : « non ». L'analyse et les études que nous avons menées récemment montrent que, lorsque nous retirons 100 mégawatts de production d'électricité au charbon et que nous apportons la même quantité de nouvelle production éolienne, nous devons également établir près de 100 mégawatts de production de base alimentée par quelque chose comme le gaz naturel afin d'atteindre le même degré de fiabilité que le charbon assurait au réseau. Nous devons doubler le remplacement d'une technologie de production particulière — le charbon, dans ce cas-ci — afin de maintenir la même fiabilité que nous obtenions dans le passé, à notre avis.

La sénatrice Johnson : Merci.

Le sénateur MacDonald : Merci, monsieur, de l'exposé que vous avez présenté aujourd'hui.

Tout d'abord, je veux vous poser une question au sujet de votre installation Keephills 3. La production d'électricité au charbon m'a toujours intéressé parce que vous êtes le plus important utilisateur de charbon qui s'en sert pour produire de l'électricité au pays, mais la Nouvelle-Écosse dépend encore davantage du charbon pour produire son pourcentage d'électricité. Cette installation a été construite en 2011. Dans quelle mesure cette installation était-elle efficiente comparativement aux anciens

Is that going to strand your capital? What is going to happen to that investment? I expect that it is very substantial.

Mr. Wharton: It is a substantial investment.

To the first part of your question, it does use the latest technology in terms of coal-fired denigration. It's 10 per cent to 12 per cent more efficient than a conventional coal-fired generator in terms of both its emissions and electricity generation performance.

To the second part of your question, if and when the Alberta climate leadership plan is put into effect and 2030 arrives — at which point the Alberta government says that there will be no further emissions from coal-fired generation — then it would indeed strand some capital associated with that plant. I believe that is, to its credit, why the Alberta government wanted to make sure there is no unnecessarily stranded capital associated with their policy. That's part of what we're discussing with them currently.

Senator MacDonald: If it's going to be shut down 30 years before it's supposed to, how can you avoid stranded capital? Will they compensate you, or can you convert it to natural gas?

Mr. Wharton: Compensation is certainly on the table in terms of our view of what would be required, but it's not the only thing. Converting that plant to natural gas would allow it to continue under the proposed policy.

Establishing long-term contracts for supply would help in terms of other technologies that we could develop. A natural gas plant as a replacement with a long-term contract would be helpful in terms of replacing some of the lost and stranded capital associated with the Keephills 3 plant. There is no question that somehow, some way, we need to recognize that there is value stranded and, I believe, to appreciate that and compensate generators for those losses in a fair and just way.

Senator MacDonald: I also understand that you were part of Project Pioneer in Alberta. Of course, it deals with carbon capture. I'm one of those people who are increasingly having trouble understanding the efficiency or viability of carbon capture. What it says here is you have abandoned it, along with your partners, Enbridge and Capital Power. It says:

. . . the market for CO₂ sales and the value of emissions reductions . . . are not sufficient . . . to allow the project to proceed.

modèles et aux anciennes centrales? Je crois savoir que sa durée de vie prévue est de cinq décennies; pourtant, l'Alberta demande que ces centrales produisent zéro émission d'ici 2030.

Est-ce que cela rendra vos actifs non utilisables? Qu'advient-il de cet investissement? J'imagine qu'il est très important.

M. Wharton : Il s'agit d'un investissement important.

Concernant la première partie de votre question, l'installation utilise les dernières technologies relativement à la dégradation du charbon. Elle est de 10 à 12 p. 100 plus efficace qu'une centrale au charbon conventionnelle du point de vue de ses émissions ainsi que de son rendement au chapitre de la production d'électricité.

Concernant la deuxième partie de votre question, si et quand le plan de leadership sur le climat de l'Alberta entrera en vigueur et à l'approche de l'an 2030 — date à laquelle le gouvernement de l'Alberta déclarera qu'il n'y aura plus d'autres émissions générées par la production d'électricité —, alors cela entraînerait effectivement la non-utilisation de certains des actifs associés à cette centrale. Je crois que c'est pourquoi le gouvernement de l'Alberta voulait — et c'est tout à son honneur — s'assurer qu'il n'y ait aucune non-utilisation inutile d'actifs associés à sa politique. Cela fait partie des sujets dont nous discutons avec lui actuellement.

Le sénateur MacDonald : Si la centrale est fermée 30 ans avant la date prévue, comment pourrez-vous éviter la non-utilisation d'actifs? Le gouvernement va-t-il vous indemniser, ou pouvez-vous la convertir en centrale au gaz naturel?

M. Wharton : Il est certain qu'une indemnisation fait partie de nos propositions de conditions qui, à notre avis, seraient requises, mais ce n'est pas la seule chose. La conversion de cette centrale en centrale au gaz naturel nous permettrait de continuer à l'exploiter sous le régime de la politique proposée.

L'établissement de contrats d'approvisionnement à long terme serait utile du point de vue des autres technologies que nous pourrions élaborer. Le remplacement par une centrale au gaz naturel et l'établissement d'un contrat à long terme seraient utiles pour ce qui est de remplacer une partie des actifs perdus et non utilisés associés à la centrale Keephills 3. Il ne fait aucun doute que, d'une manière ou d'une autre, nous devons reconnaître qu'il y aura des valeurs non utilisées et — je crois — évaluer ces valeurs et indemniser les entreprises de production pour ces pertes d'une façon juste et équitable.

Le sénateur MacDonald : Je crois aussi savoir que vous avez pris part au projet Pioneer, en Alberta. Bien entendu, ce projet porte sur la capture du carbone. Je fais partie des gens qui ont de plus en plus de difficultés à comprendre l'efficacité ou la viabilité de la capture du carbone. Ce qui est indiqué, ici, c'est que vous avez abandonné le projet, tout comme vos partenaires, Enbridge et Capital Power. Il est écrit :

[...] le marché de la vente de CO₂ et la valeur des réductions d'émissions [...] ne sont pas suffisants [...] pour permettre la poursuite du projet.

What is that really saying? Does this technology work? Is it a waste of time and are we putting a lot of money into something that is not going to work and drive the price of electricity through the roof?

Mr. Wharton: Here are my thoughts on that. I believe the jury is still out on carbon capture technology. We actually believe the technology is absolutely workable today. The challenge is whether it is economically sound.

Carbon capture and storage research and development is a global effort; it's not just Alberta, TransAlta or Canada that is involved in this. Finding a way to continue to keep coal in the fuel mix and meet environmental imperatives is a tremendous goal. If we were able to achieve that, it would have global implications.

My answer to you is that we don't know if it's going to be economically viable in the future. We think there are some signals and we've seen improvements continuously since we were involved in our Project Pioneer in 2010 through 2012, but ultimately it must be done in a way that is competitive with alternatives, because if it is not, then it's a waste of money.

Senator MacDonald: Thank you.

Senator Seidman: Thank you very much for your testimony this evening.

We just heard from Max Gruenig of the Ecologic Institute US, and we talked about Germany's transition to renewable generation. We spoke about many things, but one of the questions was about the electric grid and investments that are necessary in the transmission networks and the whole infrastructure. He did tell us this was the so-called forgotten element and it hadn't really been considered until now, in a second phase — especially the need to build north-south grid infrastructure.

You also mentioned in your presentation to us the transmission structure and necessary investments. You talked about the regionality of transmission markets and how this could impact certain areas of the country. Could you explain that to us a little more, please?

Mr. Wharton: An example might be most useful way to do that. In fact, about 40 years ago, strangely, my father worked on the concept of an interprovincial Western Canadian electricity grid tying Manitoba, Saskatchewan and Alberta together. That idea still remains and is, I think, even more current today. There is lots of interest and rationale for doing that.

Qu'est-ce que cela veut vraiment dire? Cette technologie fonctionne-t-elle? S'agit-il d'une perte de temps, et investissons-nous beaucoup d'argent dans une chose qui ne va pas fonctionner et qui va faire monter en flèche le prix de l'électricité?

M. Wharton : Voici ce que j'en pense : je crois que le jury délibère encore en ce qui concerne la technologie de capture du carbone. En fait, nous croyons que cette technologie fonctionne tout à fait, aujourd'hui. Le défi consiste à déterminer si elle est judicieuse sur le plan économique.

La recherche et le développement concernant la capture et le stockage du carbone sont un effort mondial; il n'y a pas que l'Alberta, TransAlta ou le Canada qui participent à cet effort. La découverte d'une façon de continuer à maintenir le charbon dans le mélange de combustibles et de respecter les impératifs environnementaux est un objectif formidable. Si nous pouvions l'atteindre, les conséquences seraient mondiales.

Ma réponse à votre question, c'est que nous ne savons pas si cette technologie va être économiquement viable dans l'avenir. Nous pensons qu'il y a eu des signaux, et nous avons observé continuellement des améliorations depuis que nous avons participé à notre projet Pioneer de 2010 à 2012, mais, au bout du compte, ces activités doivent être menées d'une manière qui est concurrentielle par rapport aux solutions de rechange, car, si elles ne le sont pas, alors c'est de l'argent gaspillé.

Le sénateur MacDonald : Merci.

La sénatrice Seidman : Merci beaucoup du témoignage que vous avez présenté ce soir.

Nous venons tout juste d'entendre celui de Max Gruenig, de l'Ecologic Institute US, et nous avons discuté de la transition de l'Allemagne vers la production d'énergie renouvelable. Nous avons abordé de nombreux sujets, mais l'une des questions concernait le réseau électrique et les investissements qui sont nécessaires dans les réseaux de transmission et dans l'ensemble de l'infrastructure. Il nous a dit qu'il s'agissait de ce qu'on appelle l'élément oublié et qu'il n'avait pas encore été vraiment pris en compte jusqu'à maintenant, dans une deuxième phase... surtout la nécessité de renforcer l'infrastructure du réseau nord-sud.

Dans l'exposé que vous nous avez présenté, vous avez également mentionné la structure de transmission et les investissements nécessaires. Vous avez évoqué le caractère régional des marchés de transmission et l'incidence qu'il pourrait avoir sur certaines régions du pays. Pourriez-vous nous expliquer cela un peu plus en détail, s'il vous plaît?

M. Wharton : Un exemple sera peut-être une façon plus utile de le faire. De fait, il y a environ 40 ans, étrangement, mon père a travaillé sur la notion d'un réseau d'électricité interprovincial dans l'Ouest canadien reliant le Manitoba, la Saskatchewan et l'Alberta. Cette idée persiste et, selon moi, elle est encore plus pertinente aujourd'hui. Elle suscite beaucoup d'intérêt, et elle est très justifiée.

My concern might be, for example, that if you were to connect thousands of megawatts of power supply from Manitoba Hydro — assets that have been largely paid for by the Manitoba taxpayer and perhaps the ratepayer to some extent — into a competitive Alberta electricity market and, on top of that, burden fossil generation with a price on carbon — and I say that in an objective and not a derogatory way — what would you potentially find is a dramatic depression of the price of electricity in a place like Alberta.

That would make the viability of those other forms of “sunk” generation — hardware, essentially, for natural gas plants and even wind farms — subject to a much lower electricity price than they would otherwise see if they were islanded as they are today. That decreases the viability of those assets and the legacy generators to maintain them, and to invest in transformational technology of their own.

It’s a very large instrument, or a club, if you like, that may have benefits. But I do want to caution the committee that it could have significant impacts on how electricity is supplied and how the dynamics of electricity pricing occur in various jurisdictions. We can’t be blind to that. That is just a cautionary note.

Senator Seidman: Do you still think that building out infrastructure in the way your father conceived 40 years ago is a viable option?

Mr. Wharton: I think we should look seriously at that option, absolutely, as part of a portfolio of solutions that we might use. Assuming good judgment based on good analysis and data, and taking into account the issues that I’ve raised, I see no reason why we would take it off the table.

Senator Mockler: I have three little questions. You’ve mentioned that you’re more competitive with the windmills. I come from the province of New Brunswick, When I look at the original agreements that we have had with our three producers of windmill electricity, they were producing below the output levels that they had envisioned when the farms came on board.

What is the position of TransAlta, at this present stage, in New Brunswick?

Mr. Wharton: If I understand your question correctly, first of all, we do have wind assets in New Brunswick which perhaps you are absolutely aware of.

In terms of the point you made about those wind farms producing less than originally envisioned, in our view that’s not a surprising situation. In fact, wind farms produce, typically, quite a variable output on an annual basis, in some cases more than and

Ma préoccupation tiendrait, par exemple, à la possibilité que, si on branchait des milliers de mégawatts d’alimentation en électricité provenant d’Hydro-Manitoba — actifs qui ont en grande partie été payés par les contribuables de cette province et peut-être par les consommateurs, dans une certaine mesure — sur un marché de l’électricité albertain concurrentiel et qu’en plus de cela, on affligeait la production de combustibles fossiles d’un prix lié au carbone — et je dis cela d’une façon objective, pas méprisante —, ce qu’on pourrait observer, c’est une dépression considérable du prix de l’électricité dans un endroit comme l’Alberta.

Ainsi, la viabilité des autres formes de production « à coût irrécupérable » — le matériel, essentiellement, pour les centrales au gaz naturel, et même les parcs éoliens — serait soumise à un prix de l’électricité bien inférieur à ce qu’on observerait autrement, si elles faisaient l’objet d’un flottage comme c’est le cas aujourd’hui. Cela réduit la viabilité de ces actifs et des générateurs existants pour maintenir les réseaux et pour investir dans des technologies de transformation qui leur sont propres.

Il s’agit d’un instrument important — ou un club, si on veut — qui pourrait présenter des avantages. Mais je veux mettre en garde le comité concernant le fait qu’il pourrait avoir des conséquences importantes sur la façon dont l’électricité est fournie et sur la dynamique de l’établissement du prix de l’électricité dans diverses administrations. Nous devons en être conscients. Ce n’était qu’une mise en garde.

La sénatrice Seidman : Pensez-vous encore que le renforcement des infrastructures de la façon dont votre père l’avait conçu il y a 40 ans soit encore une option viable?

M. Wharton : Je pense que nous devrions envisager sérieusement cette option, absolument, dans le cadre d’un portefeuille de solutions auxquelles nous pourrions avoir recours. En supposant que l’on fasse preuve d’un discernement fondé sur une bonne analyse et de bonnes données, et compte tenu des enjeux que j’ai soulevés, je ne vois aucune raison pour laquelle nous devrions écarter cette option.

Le sénateur Mockler : J’ai trois petites questions à poser. Vous avez mentionné que vous êtes plus concurrentiels grâce aux éoliennes. Je viens de la province du Nouveau-Brunswick. Lorsque je regarde les accords initiaux que nous avons conclus avec nos trois producteurs d’électricité éolienne, leur production était inférieure aux taux qu’ils avaient envisagés lorsque les parcs sont entrés en fonction.

Quelle est la position de TransAlta, à l’heure actuelle, au Nouveau-Brunswick?

M. Wharton : Si je comprends bien votre question, tout d’abord, nous possédons, au Nouveau-Brunswick, des actifs éoliens dont vous êtes peut-être tout à fait au courant.

En ce qui concerne la question que vous avez soulevée au sujet de la production de ces parcs éoliens qui était inférieure aux prévisions initiales, à notre avis, cette situation n’est pas surprenante. De fait, les parcs éoliens ont habituellement une

in some cases less than an average level for which they were designed. That's really based on the wind itself and the wind resource, which varies, as we all know.

There are cases where wind units are designed with overly optimistic wind regimes that never materialize. That has not been our experience in Nova Scotia, but what we have seen recently are lower than normal wind regimes that affect the output directly. It doesn't mean that those plants aren't capable of generating at higher levels, with higher annual resources.

Senator Mockler: You mentioned Nova Scotia. I was referring to New Brunswick.

Mr. Wharton: I also meant to say New Brunswick.

Senator Mockler: We are committed to reducing emissions by 30 per cent below 2005 levels by 2030. I know you're following it very closely. According to Environment and Climate Change Canada, the emissions gap needed to reach this goal is more or less 290 metric tonnes of carbon dioxide, which should be the equivalent.

First, do you believe that this target is achievable? Second, do you believe that it is likely that energy costs in Canada will have to rise considerably in order to meet this target?

Mr. Wharton: Thank you, senator. That's a very important question.

My answer to part 1 would be that today, with the policies that are in place and the plans and commitments made by governments, I can't see how we could get to meeting our 2030 target. That implies, to me at least, that something significantly additional to what we've are seeing today needs to happen if we're going to have a hope of achieving that 2030 target. That's a challenge we all face.

As to the second part of your question around costs, my short answer would be that, yes, we do see costs increasing. We have decided, as a nation, I think, to pay attention to greenhouse gas emissions, to price that and put a cost on it, if you like. That's going to have significant implications, and I believe all Canadians ought to be prepared to see the effect of that and respond. If you care about price and about emissions, then perhaps that's the right signal to be sent. It's not a pleasant message in terms of our objective as a company to keep costs as low as possible, but I believe it's realistic.

production annuelle très variable qui, dans certains cas, est supérieure, et, dans d'autres, inférieure au taux moyen pour lequel ils ont été conçus. En réalité, cela dépend du vent et de la ressource éolienne, lesquels varient, comme nous le savons tous.

Il y a des cas où les unités éoliennes sont conçues en fonction de régimes éoliens excessivement optimistes qui ne se concrétisent jamais. Cela n'a pas été notre expérience en Nouvelle-Écosse, mais, récemment, nous avons observé des régimes éoliens inférieurs à la normale qui ont une incidence directe sur la production. Cela ne veut pas dire que ces installations ne peuvent pas produire à des taux plus élevés, si les ressources annuelles sont plus élevées.

Le sénateur Mockler : Vous avez mentionné la Nouvelle-Écosse. Je parlais du Nouveau-Brunswick.

M. Wharton : Je voulais dire aussi le Nouveau-Brunswick.

Le sénateur Mockler : Nous nous sommes engagés à réduire les émissions de 30 p. 100 sous les taux de 2005 d'ici 2030. Je sais que vous suivez la situation de très près. Selon Environnement et Changement climatique Canada, l'écart au chapitre des émissions nécessaire pour atteindre ce but est de plus ou moins 290 tonnes métriques de dioxyde de carbone, ce qui devrait être l'équivalent.

Premièrement, croyez-vous qu'il soit possible d'atteindre cette cible? Deuxièmement, croyez-vous qu'il soit probable que les coûts de l'énergie au Canada doivent augmenter considérablement afin que l'on puisse atteindre cette cible?

M. Wharton : Merci, monsieur le sénateur. Il s'agit là d'une question très importante.

Ma réponse à la première partie serait qu'aujourd'hui, compte tenu des politiques qui sont en place ainsi que des plans établis et des engagements pris par les gouvernements, je ne vois pas comment nous pourrions arriver à atteindre notre cible de 2030. Cela suppose — à mes yeux, du moins — que d'importantes mesures supplémentaires par rapport à celles que nous observons aujourd'hui doivent être prises si nous voulons pouvoir espérer atteindre cette cible de 2030. Il s'agit d'un défi auquel nous faisons tous face.

Quant à la deuxième partie de votre question au sujet des coûts, ma réponse courte serait que, oui, nous envisageons une augmentation des coûts. Je pense qu'en tant que pays, nous avons décidé de prêter attention aux émissions de gaz à effet de serre, de leur donner un prix et de leur attribuer un coût, si on veut. Cela va avoir des conséquences importantes, et je crois que tous les Canadiens devraient se préparer à en ressentir les effets et à y réagir. Si vous vous souciez du prix et des émissions, alors il s'agit peut-être du bon signal à envoyer. Ce n'est pas un message agréable du point de vue de notre objectif, en tant qu'entreprise,

Senator Mockler: You've mentioned that there are things that we need to change in order to reduce those emissions by 30 per cent. What are the economic risks in transitioning to a low-carbon economy, and given the experience you have, in what ways can we minimize these economic risks?

Mr. Wharton: Thank you, senator. I don't want to pretend to this committee that I'm a policy maker, although I do have my own personal views. Let me have a crack at answering your question, but I'm not sure I'm going to do a very good job.

In my observation, and I'm speaking personally in this regard, we need to look much more broadly at emission reduction opportunities across the economy in ways that we haven't done previously. So it's been relatively easy for governments to identify things like the electricity sector, in particular, coal-fired emissions to some extent, and oil and gas; but perhaps governments have been less inclined to address emissions from transportation, residential buildings, technology, agriculture, those kinds of things, for various reasons. I can't see how we could possibly achieve anything close to the goals we have set for ourselves as a country unless we are holistic in terms of looking at all opportunities in all sectors, regardless of whether they are large industries, small commercial enterprises or individual citizens. I think we have to do that.

Secondly, I believe we're talking about a transformation that needs to take place over a significant period of time, perhaps even well beyond 2030. To expect that we could turn on a dime and achieve massive emissions reductions in very short order I think is overly optimistic. I think we should be realistic and say that we're making enormous transition in terms of our entire economy, that we need to take the appropriate time to do that and that the goal is to achieve it, not to achieve it at a certain, specific point in time.

I'll stop my comments there, but that's how I see it.

The Chair: In the system that you operate, how much intermittent power can you integrate into your system at the present time, with the technology that's available today?

Mr. Wharton: Again, good question, Mr. Chair.

The potential to integrate or to grow intermittent technology, or let's call it renewable technology, in the systems that we are participating in is actually quite large. It's almost only limited by the size and capability of the electricity system in terms of grid

de maintenir les coûts le plus bas possible, mais je crois que c'est réaliste.

Le sénateur Mockler : Vous avez mentionné le fait qu'il y a des choses que nous devons changer afin de réduire ces émissions de 30 p. 100. Quels sont les risques économiques liés à la transition vers une économie à faibles émissions de carbone, et, compte tenu de votre expérience, de quelles manières pouvons-nous réduire au minimum ces risques économiques?

M. Wharton : Merci, monsieur le sénateur. Je ne veux pas faire semblant d'être un décideur devant le comité, même si j'ai mon propre point de vue personnel. Laissez-moi essayer de répondre à votre question, mais je ne suis pas certain de pouvoir le faire de façon très compétente.

Selon mes observations — et je parle d'un point de vue personnel à cet égard —, nous devons étendre de façon considérable notre étude des possibilités de réduction des émissions dans l'ensemble de l'économie, par des moyens auxquels nous n'avons encore jamais eu recours. Ainsi, il a été relativement facile pour les gouvernements de cerner des choses comme le secteur de l'électricité, en particulier, les émissions provenant des centrales alimentées au charbon, dans une certaine mesure, et le pétrole et le gaz, mais peut-être que les gouvernements ont été moins enclins à s'attaquer aux émissions produites par les transports, les immeubles résidentiels, les technologies, l'agriculture et ces genres de choses, pour diverses raisons. Je ne vois pas comment nous pourrions atteindre quoi que ce soit qui s'approche des buts que nous nous sommes fixés en tant que pays sans adopter une approche holistique consistant à étudier toutes les possibilités dans tous les secteurs, qu'il s'agisse de grandes industries, de petites entreprises commerciales ou de citoyens individuels. Je pense que c'est ce que nous devons faire.

Ensuite, je crois qu'il est question d'une transformation qui doit avoir lieu sur une très longue période, peut-être même bien au-delà de 2030. Je pense que c'est faire preuve de trop d'optimisme que de s'attendre à ce que l'on puisse renverser la vapeur et obtenir des réductions massives des émissions dans de très courts délais. Selon moi, nous devrions être réalistes et dire que nous procédons à une énorme transition qui touchera l'ensemble de notre économie, que nous devons prendre le temps qu'il faut pour le faire et que le but consiste à atteindre la cible, pas à l'atteindre à un certain moment précis.

J'arrêterai mes commentaires là-dessus, mais voilà comment j'envisage les choses.

Le président : Dans le réseau que vous exploitez, combien d'énergies intermittentes pouvez-vous actuellement intégrer dans les technologies qui sont accessibles aujourd'hui?

M. Wharton : Encore une fois, c'est une bonne question, monsieur le président.

La possibilité d'intégrer ou de faire croître les technologies intermittentes — ou appelons cela les technologies renouvelables — dans les réseaux auxquels nous participons est en fait très importante. Elle est presque limitée uniquement par la taille et par

and the ability to support those new technologies coming in; but renewables, being intermittent by nature, need to have baseload, reliable support from something else. In some cases it might be nuclear. It could be imported electricity. In Alberta it's natural gas generation. But to achieve the reliability standards that we require of ourselves in terms of reliability of supply, essentially 0.03 per cent of the time, the standards would say you would have a shortage of supply. It is a minuscule amount. That means you need reliable baseload supply of some form or another to support that renewable entry. You can get lots of renewables; you just need to build something else or have something else to support that.

The Chair: I appreciate all of that. I know about baseload. I'm quite familiar with that. You hear things about 20 per cent, 30 per cent intermittent into a baseload system — I'm talking about your system — or 40 per cent. We've heard that in some places it's more than 50 per cent. I need that information. What is it? I know that if you build more baseload, you can put more intermittent into it, but with the technology today what's the percentage that you could put in comfortably?

Mr. Wharton: Perhaps I wasn't clear enough. The actual number is zero per cent. In other words, you can't have renewable generation as part of your regular baseload supply that's unsupported. You can have significant growth in renewables, but almost every megawatt of new renewable generation, in our view, needs to be supported by some other fashion. Does that get at your question?

The Chair: Actually, I'll call you, because no, it doesn't.

Mr. Wharton: I'm sorry.

The Chair: We heard in the presentation before that in Germany they can integrate as high as 50 per cent intermittent power into their baseload system. If you have a baseload system of 100 megawatts, how much intermittent power can you get into that system? Could it be 10, 20 or 30 per cent?

Mr. Wharton: I'll give you an answer you may not like, and that is that the percentage you can integrate depends on your acceptable levels of reliable supply. If you're prepared to endure a lack of supply, outages at a significant level, then you can integrate perhaps 50 per cent, as Germany has been doing, if you have the ability to shed loads and to have customers who are prepared to take brown-outs as a reality. On the other hand, if I said that I have zero tolerance for any kind of brown-outs and I'm

la capacité du réseau d'électricité en ce qui a trait au réseau et à la capacité de prendre en charge les nouvelles technologies qui arrivent, mais les énergies renouvelables, qui sont de nature intermittente, doivent être appuyées par une production de base fiable provenant d'une autre source. Dans certains cas, ce pourrait être l'énergie nucléaire. Ce pourrait être une électricité importée. En Alberta, c'est la production au gaz naturel. Toutefois, pour atteindre les normes de fiabilité que nous exigeons de nous-mêmes relativement à l'approvisionnement, essentiellement, 0,03 p. 100 du temps, selon les normes, nous serions en pénurie. C'est une minuscule quantité. Cela signifie qu'il faut une production de base fiable sous une forme ou une autre pour appuyer cette énergie renouvelable. On peut avoir beaucoup d'installations d'énergie renouvelable; il faut simplement construire autre chose ou disposer d'autre chose pour appuyer ces installations.

Le président : Je vous remercie de tous ces renseignements. Je suis au courant pour la production de base. Je connais assez bien cela. On entend des choses au sujet de 20 p. 100, de 30 p. 100 d'énergie intermittente dans un réseau de production de base — je parle de votre réseau — ou de 40 p. 100. Nous avons entendu dire que, à certains endroits, c'est plus de 50 p. 100. J'ai besoin de cette information. Quel est le pourcentage? Je sais que, si vous renforcez davantage la production de base, vous pouvez y intégrer davantage d'énergie intermittente, mais, compte tenu des technologies dont nous disposons aujourd'hui, quel est le pourcentage que vous pourriez intégrer aisément?

M. Wharton : Peut-être que je n'ai pas été assez clair. Le chiffre réel est 0 p. 100. Autrement dit, la production d'énergie renouvelable ne peut pas faire partie de la production de base régulière qui n'est pas appuyée. On peut observer une croissance importante au chapitre des énergies renouvelables, mais, à notre avis, pratiquement chaque mégawatt d'énergie renouvelable nouvellement produite doit être appuyé d'une certaine autre manière. Est-ce que cela répond à votre question?

Le président : En fait, je vais vous téléphoner parce que, non, cela ne répond pas à ma question.

M. Wharton : Je suis désolé.

Le président : Dans l'exposé précédent, nous avons entendu dire qu'en Allemagne on intègre un taux pouvant atteindre 50 p. 100 d'énergie intermittente dans le réseau de production de base du pays. Si vous avez un réseau de production de base de 100 mégawatts, combien d'électricité intermittente pouvez-vous intégrer dans ce réseau? Est-ce que ce pourrait être 10, 20 ou 30 p. 100?

M. Wharton : Je vais vous donner une réponse que vous n'aimerez peut-être pas, et c'est que le pourcentage que vous pouvez intégrer dépend des taux d'approvisionnement fiables que vous considérez acceptables. Si vous êtes prêts à endurer un manque d'approvisionnement, des pannes à un taux important, alors vous pouvez intégrer peut-être 50 p. 100, comme le fait l'Allemagne, si vous avez la capacité de délester des charges et que vos clients sont prêts à accepter les restrictions à la consommation

not prepared to change my behaviour because you ask me to, then I would say the answer is zero renewables. It is a range, depending on the acceptability and your appetite for less than 100 per cent reliable supply.

The Chair: I give up. We'll go with the zero per cent, then, that can be integrated into the system.

Let me ask a couple of other questions. You said that if you took 100 megawatts of coal out of the system, baseload, you would have to build 200 megawatts of wind. Did I hear you correctly when you said that?

Mr. Wharton: No. What I said is if you take 100 megawatts of coal out of Alberta's system today and you wanted to replace that with wind, that would be fine; you could build 100 megawatts of wind. But in order to maintain reliability, you would also have to have another 100 megawatts of another baseload or reliable or non-intermittent supply in order to ensure you have a reliable system.

The Chair: On that one, you and I agree. I understand the answer you're giving is what I wanted to hear. So when it's said that wind power is comparable in cost to build to coal or natural gas, it actually isn't if you want to have the baseload and the reliability. It's actually twice the cost; would that be correct?

Mr. Wharton: I believe I mentioned in my remarks that it's essentially doubling up in terms of the cost of the replacement generation.

The Chair: One last question: What is available in Alberta for the development of green energy? Do you have more hydro you could build in Alberta, nuclear, or what's available?

Mr. Wharton: We have some hydro resources that are untapped, but it's not large in the Canadian context. We have some existing in central and southern Alberta, some river systems that still have potential for hydro development. Then in the North, places like the Slave River seem to have a significant potential, but far away from transmission and from load, or from demand.

The hydro is restricted in Alberta, to some extent, compared to British Columbia, Manitoba and Quebec, but there are perhaps 2,000, 2,500 megawatts worth.

de l'électricité comme étant une réalité. À l'inverse, si je disais que je n'ai aucune tolérance pour tout genre de restriction à la consommation de l'électricité et que je ne suis pas prêt à changer mon comportement parce que vous me le demandez, alors je dirais que la réponse est aucune énergie renouvelable. Il s'agit d'une fourchette, selon l'acceptabilité et la mesure dans laquelle vous êtes prêts à accepter une fiabilité de l'approvisionnement inférieure à 100 p. 100.

Le président : J'abandonne. Nous allons y aller avec le 0 p. 100, alors, qui peut être intégré dans le réseau.

Laissez-moi vous poser deux ou trois autres questions. Vous avez dit que, si on retirait du réseau 100 mégawatts d'électricité produite au charbon — de production de base —, il faudrait créer 200 mégawatts d'énergie éolienne. Vous ai-je bien compris quand vous avez dit cela?

M. Wharton : Non. Ce que je dis, c'est que, si, aujourd'hui, on retirait du réseau de l'Alberta 100 mégawatts d'électricité produite au charbon et qu'on voulait les remplacer par de l'énergie éolienne, cela ne poserait pas de problème; on pourrait créer 100 mégawatts d'énergie éolienne. Toutefois, afin de maintenir la fiabilité, il faudrait également disposer de 100 autres mégawatts d'une autre production de base ou d'un approvisionnement en énergie fiable ou non intermittente afin d'assurer la fiabilité de son réseau.

Le président : Sur cette question, nous nous entendons. Je crois comprendre que la réponse que vous donnez est celle que je voulais entendre. Alors, quand on dit que l'énergie éolienne est comparable du point de vue du coût de la production au charbon ou au gaz naturel, elle ne l'est pas vraiment si on veut avoir la production de base et la fiabilité. Elle est en fait deux fois plus chère; est-ce exact?

M. Wharton : Je crois avoir mentionné dans ma déclaration que c'était essentiellement le double du point de vue du coût de la production de remplacement.

Le président : Une dernière question : qu'est-ce qui est accessible en Alberta pour le développement de l'énergie écologique? Pourriez-vous construire d'autres barrages hydroélectriques, en Alberta, des centrales nucléaires... ou de quoi disposez-vous?

M. Wharton : Nous avons certaines ressources hydrauliques qui ne sont pas exploitées, mais elles ne sont pas importantes dans le contexte canadien. Dans le centre et le sud de l'Alberta, nous avons certains réseaux hydrographiques qui offrent encore un certain potentiel pour le développement de l'hydroélectricité. Puis, dans le nord, des endroits comme la rivière des Esclaves semblent offrir un potentiel important, mais ils sont éloignés des installations de transmission, des charges ou de la demande.

Dans une certaine mesure, l'hydroélectricité est limitée, en Alberta, comparativement à la Colombie-Britannique, au Manitoba et au Québec, mais il y a peut-être une valeur de 2 000 ou 2 500 mégawatts.

The wind resource is huge and still tremendously untapped. There's tremendous growth potential in wind in terms of the resources itself, and the solar regime is strong as well in most of Alberta. The resource is there. The question is whether it can be generated in an economically competitive manner.

The Chair: Thank you very much for your remarks and some very good answers.

(The committee adjourned.)

OTTAWA, Thursday, May 5, 2016

The Standing Senate Committee on Energy, the Environment and Natural Resources met this day at 8 a.m. for the election of the deputy chair; and to study the effects of transitioning to a low carbon economy.

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

[*English*]

The Chair: Welcome to this meeting of the Standing Senate Committee on Energy, the Environment and Natural Resources.

My name is Richard Neufeld, I represent the province of British Columbia in the Senate and I'm chair of this committee.

Honourable senators are likely aware of Senator Mitchell's new responsibility as Government Liaison, Government Whip. Senator Mitchell has therefore resigned as deputy chair and as a member of this committee.

I would like to congratulate Senator Mitchell on his role and thank him for his work on the committee. I have worked with Senator Mitchell on this committee I think since I got here and so he's now gone but he said he might come back at some point in time.

As a result of this resignation, we must now elect a new deputy chair. I would like to receive a motion to that effect.

Senator Mockler: Mr. Chair, I would like to nominate another able senator.

[*Translation*]

I propose Senator Massicotte from Quebec as deputy chair of the committee.

[*English*]

The Chair: It is moved by the Honourable Senator Mockler that the Honourable Senator Massicotte be deputy chair of this committee.

Hon. Senators: Hear, hear.

La ressource éolienne est énorme et encore considérablement inexploitée. Le potentiel de croissance du secteur éolien est énorme du point de vue des ressources en tant que telles, et le régime solaire est solide, lui aussi, dans la majeure partie de l'Alberta. La ressource est là. La question consiste à déterminer si l'énergie peut être produite d'une manière qui soit économiquement concurrentielle.

Le président : Merci beaucoup de vos commentaires et de certaines très bonnes réponses.

(La séance est levée.)

OTTAWA, le jeudi 5 mai 2016

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui, à 8 heures, pour l'élection à la vice-présidence et pour étudier les effets de la transition vers une économie à faibles émissions de carbone.

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

[*Traduction*]

Le président : Je vous souhaite la bienvenue à cette séance du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles.

Je m'appelle Richard Neufeld, je représente la Colombie-Britannique au Sénat. Je suis le président du comité.

Les honorables sénateurs sont probablement au courant que le sénateur Mitchell s'est vu confier la nouvelle responsabilité de la liaison avec le gouvernement, de whip du gouvernement. Le sénateur Mitchell a donc remis sa démission à titre de vice-président et de membre de ce comité.

Je souhaite féliciter le sénateur Mitchell de son nouveau rôle, et je le remercie de son travail au comité. J'ai siégé avec le sénateur Mitchell à ce comité depuis mon arrivée ici. Il n'est plus là aujourd'hui, mais il dit qu'il pourrait revenir un moment donné.

En raison de sa démission, nous devons maintenant élire un nouveau vice-président. J'aimerais recevoir une motion en ce sens.

Le sénateur Mockler : Monsieur le président, j'aimerais proposer la candidature d'un autre sénateur très compétent.

[*Français*]

Je propose la candidature du sénateur Massicotte, sénateur du Québec, au poste de vice-président du comité.

[*Traduction*]

Le président : Il est proposé par l'honorable sénateur Mockler que l'honorable sénateur Massicotte soit élu vice-président du comité.

Des voix : Bravo.

The Chair: It is your pleasure, honourable senators, to adopt this motion?

Hon. Senators: Agreed.

Senator Massicotte: I will just reassure you I will keep my promise; you will have cookies in the morning from here on.

The Chair: Are there any other nominations? Thank you. Senator Massicotte, welcome back. You were here before so it's good to see you back and we'll carry on.

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

I would now ask senators around the table to introduce themselves. There is no need for an introduction, but Senator Massicotte, the deputy chair.

Senator MacDonald: Michael MacDonald, Nova Scotia.

[*Translation*]

Senator Ringuette: Pierrette Ringuette, New Brunswick.

[*English*]

Senator Johnson: Senator Janis Johnson, Manitoba. Good morning.

Senator Seidman: Judith Seidman from Montreal, Quebec.

[*Translation*]

Senator Mockler: Percy Mockler, New Brunswick.

[*English*]

Senator Patterson: Dennis Patterson, Nunavut.

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

Today marks our seventh meeting for our study on the effects of transitioning to a low-carbon economy, as required to meet the Government of Canada's announced targets for greenhouse gas emission reductions.

In the first segment of our meeting I am pleased to welcome the Canadian Electricity Association, Sergio Marchi, President and CEO; Devin McCarthy, Director, Generation and Environment;

Le président : Vous plaît-il, honorables sénateurs, d'adopter la motion?

Des voix : D'accord.

Le sénateur Massicotte : Je vous garantis que je vais tenir ma promesse : vous aurez des biscuits tous les matins à partir de maintenant.

Le président : Y a-t-il d'autres mises en candidature? Merci. Sénateur Massicotte, bon retour parmi nous. Vous avez déjà assumé ces fonctions, donc il est bon de vous revoir. Poursuivons.

Je souhaite maintenant la bienvenue à tous les membres du public et aux téléspectateurs des quatre coins du pays. Je rappellerai à ceux qui nous regardent que les séances du comité sont ouvertes au public et sont également diffusées par webdiffusion sur le site web sen.parl.gc.ca. Vous pouvez également trouver plus d'information sur le calendrier de comparution des témoins sur le site web, à l'onglet « Comités du Sénat ».

Je demanderais maintenant aux sénateurs autour de la table de se présenter. Nul besoin de présentation pour lui, mais voici le sénateur Massicotte, vice-président du comité.

Le sénateur MacDonald : Michael MacDonald, Nouvelle-Écosse.

[*Français*]

La sénatrice Ringuette : Pierrette Ringuette, du Nouveau-Brunswick.

[*Traduction*]

La sénatrice Johnson : Sénatrice Janis Johnson, du Manitoba. Bonjour.

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

[*Français*]

Le sénateur Mockler : Percy Mockler, du Nouveau-Brunswick.

[*Traduction*]

Le sénateur Patterson : Dennis Patterson, Nunavut.

Le président : J'aimerais également vous présenter notre personnel, à commencer par notre greffière, Lynn Gordon, puis par nos deux analystes du Parlement, Sam Banks et Mark LeBlanc.

Nous tenons aujourd'hui notre septième séance dans le cadre de l'étude sur les effets de la transition vers une économie à faibles émissions de carbone, une transition nécessaire à l'atteinte des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre du gouvernement du Canada.

Pour le premier segment de la réunion, j'ai le plaisir d'accueillir Sergio Marchi, président-directeur général de l'Association canadienne de l'électricité, ainsi que Devin McCarthy, directeur,

from Capital Power, Martin Kennedy, Vice President, External Affairs; and from Nova Scotia Power Inc., Terry Toner, Director, Environmental Services.

Welcome Mr. Marchi, and thank you for being with us today and assembling the group for us. We look forward hearing your opening statement and then there will be some questions and answers. The floor is yours, sir.

Sergio Marchi, President and CEO, Canadian Electricity Association: Thank you very much, Mr. Chairman. Good morning, senators, and thank you for the invitation to appear before you this morning.

For 125 years CEA has been the authoritative voice of electricity in Canada. I'm pleased this morning to be joined by Devin McCarthy, as well as two members, Martin Kennedy from Capital Power and Terry Toner from Nova Scotia Power. Together we will provide you as best we can with our sector's perspective relating to Canada's transition to a low-carbon economy.

CEA released the climate paper in February, which is in your folder that I think is being distributed.

Internationally, the Paris Agreement represents a potential watershed moment. I say potential because the proof will be in the doing.

Domestically, our governments must move from the poetry of the Paris Agreement to the prose of a viable Canadian policy and in doing so build a national consensus in partnership with industry, with other stakeholders and with the blessing of Canadians. This will not be an easy lift. However, Canada's electricity sector can help. With 82 per cent of our electricity already GHG-free, Canada is among the cleanest producers in the world. By comparison, the corresponding figure in the United States is only 31 per cent.

The Conference Board of Canada's recent climate report gave Canada an overall D grade. The bright spot was the A grade for Canada's electricity sector. I say this not to boast, but rather underline that electricity is a strategic asset for Canada and is central to our country's clean energy solution.

How can we best leverage this advantage? First, set an economy wide and North American wide carbon price. A continental price will deliver the greatest environmental return, while providing protection and competitive positioning for Canadian companies.

Génération et environnement de l'association. Nous accueillons aussi Martin Kennedy, vice-président des Affaires extérieures chez Capital Power, ainsi que Terry Toner, directeur des Services de l'environnement chez Nova Scotia Power Inc.

Monsieur Marchi, je vous souhaite la bienvenue. Je vous remercie d'être avec nous aujourd'hui et d'avoir rassemblé ce groupe pour nous. Nous avons hâte d'entendre votre déclaration d'ouverture, après quoi il y aura une période de questions et de réponses. La parole est à vous, monsieur.

Sergio Marchi, président-directeur général, Association canadienne de l'électricité : Merci infiniment, monsieur le président. Bonjour, honorables sénateurs, je vous remercie de nous avoir invités à comparaître devant vous ce matin.

Depuis 125 ans, l'ACE est la principale voix du secteur de l'électricité au Canada. Je suis heureux d'être accompagné ce matin de Devin McCarthy, de même que de deux de nos membres : Martin Kennedy de Capital Power et Terry Toner de Nova Scotia Power. Ensemble, nous vous présenterons de notre mieux la perspective de notre secteur à l'égard de la transition vers une économie à faibles émissions de carbone au Canada.

L'ACE a publié en février dernier un document sur le climat, qui se trouve dans la documentation que vous devriez avoir reçue, si j'ai bien compris.

À l'échelle internationale, l'Accord de Paris a le potentiel de marquer un tournant. Je dis bien le potentiel, parce que c'est l'avenir qui nous le dira.

À l'échelle nationale, nos gouvernements doivent traduire la poésie de l'Accord de Paris en prose, en une stratégie canadienne viable qui suscite un consensus national, en un partenariat avec l'industrie et les autres intervenants et qui reçoive la bénédiction des Canadiens. Ce ne sera pas chose facile. Cependant, le secteur de l'électricité du Canada peut les aider. Comme 82 p. 100 de notre électricité est déjà produite sans émissions de GES, le Canada fait partie des producteurs les plus propres au monde. En comparaison, le chiffre correspondant aux États-Unis n'est que de 31 p. 100.

Dans son dernier rapport sur le climat, le Conference Board du Canada a donné au Canada une note générale de D. Le secteur de l'électricité canadien s'est toutefois démarqué avec un A. Je ne le dis pas pour me vanter, mais pour souligner que l'électricité est un atout stratégique pour le Canada et qu'elle est un élément central de la solution pour favoriser l'énergie propre du Canada.

Comment pouvons-nous profiter le plus de cet avantage? Premièrement, il faut établir un prix du carbone pour l'ensemble de l'Amérique du Nord et toute l'économie. Nous avons besoin d'un prix continental pour en optimiser les effets environnementaux, tout en protégeant les entreprises canadiennes et en les positionnant de manière concurrentielle.

Second, focus on economic sectors that can offer the greatest emission reductions. Frankly, electricity is the only sector in Canada to have achieved significant emission reductions since 2005, some nearly 30 per cent, and we will likely achieve the same again by 2030.

The small amount of coal-fired generation that will remain after 2030, as well as Canada's modest natural gas generating fleet, are both relevant to constraining rate increases for consumers. As well, energy efficiency efforts will provide better results than adding further constraints to the generation mix.

Third, we require a national electrification strategy and starting with our transportation sector would be logical given that it represents nearly one quarter of Canada's and North America's carbon footprint. Electrification should also be applied to building efficiency and various industrial applications.

Fourth, enhance Canada-U.S. electricity collaboration to further squeeze GHGs continentally. This is particularly relevant given current efforts to forge a North American agreement on energy and the environment.

In this regard, we just published a report which made 10 recommendations for policy makers in the three countries and, again, a copy of this paper is in your folder.

Canada runs a notable surplus in electricity trade with the United States, some \$3 billion annually, and we believe we can significantly increase this given the opportunities created by President Obama's Clean Power Plan.

I was in Washington a few weeks ago with a delegation of CEOs and we encountered absolutely no push back, no opposition to selling them more clean power. In fact, they need it if they're to meet the new emission targets.

Fifth, urgently address climate adaptation. The impacts of climate change are clearly and already with us. Therefore, we urge Canadian policy makers to enact adaptation measures. Literally, the costs of inaction far outweigh the cost of being proactive. CEA has also produced a detailed report on this and, again, it's also in your folder.

Sixth, bring first-class power to our northern and indigenous communities. Reliance on polluting and expensive diesel must come to an end. Surely they have the same rights to the benefits of reliable low carbon electricity as the rest of Canada.

Il faut deuxièmement mettre l'accent sur les secteurs de l'économie qui offrent le plus grand potentiel de réduction des émissions. Franchement, l'électricité est le seul secteur au Canada à avoir enregistré des réductions d'émissions importantes depuis 2005, de l'ordre de presque 30 p. 100, et il devrait en faire encore autant d'ici 2030.

Le petit pourcentage de la production d'électricité à partir du charbon qui restera après 2030, de même que les quelques centrales au gaz naturel, sont nécessaires pour contenir les augmentations de tarifs à la consommation. De même, nos efforts d'éco-efficacité énergétique produiront de meilleurs résultats que l'ajout de contraintes à l'égard des modes de production.

Troisièmement, nous avons besoin d'une stratégie nationale en matière d'électrification, et il serait logique de commencer par notre secteur des transports, puisqu'il représente presque le quart de l'empreinte carbone du Canada et de l'Amérique du Nord. L'électrification devrait également nous permettre d'accroître le rendement des immeubles et de diverses applications industrielles.

Quatrièmement, il faut accroître la collaboration entre le Canada et les États-Unis en matière d'électricité pour réduire encore plus les émissions de GES à l'échelle du continent. C'est particulièrement pertinent dans le contexte des efforts actuels en vue d'un accord nord-américain sur l'énergie et l'environnement.

À cet égard, nous venons de publier un rapport qui contient 10 recommandations à l'intention des décideurs des trois pays. Ce rapport se trouve lui aussi dans votre cahier d'information.

Le Canada a un surplus remarquable dans son commerce d'électricité avec les États-Unis, de l'ordre de 3 milliards de dollars par année, et nous croyons qu'il pourrait être encore beaucoup plus élevé grâce aux débouchés que laisse entrevoir le plan du président Obama sur l'énergie propre.

Je me suis rendu à Washington il y a quelques semaines avec une délégation de PDG, et nous n'avons vraiment senti aucune opposition à l'idée de leur vendre plus d'énergie propre. En fait, les États-Unis en ont besoin s'ils veulent respecter leurs nouvelles cibles d'émissions.

Cinquièmement, il faut de toute urgence nous pencher sur l'adaptation au changement climatique. Ses effets sont clairs et s'observent déjà. Nous exhortons donc les décideurs canadiens à prendre des mesures d'adaptation. Les coûts de l'inaction dépassent de loin, littéralement, les coûts de l'action. L'ACE a également produit un rapport détaillé sur la question, et il se trouve lui aussi dans votre cahier.

Sixièmement, il faut assurer à nos collectivités nordiques et autochtones l'accès à de l'énergie de la plus haute qualité. Leur dépendance au diesel coûteux et polluant doit cesser. Elles ont assurément autant droit à une source d'électricité fiable à faibles émissions de carbone que les autres collectivités du Canada.

Here too electricity can play a transformational role. But I will not elaborate because I recognize that this committee has already produced a very good report on the energy challenges and opportunities for Canada's North.

Seventh, we need to heavily invest in renewing our electricity infrastructure. There is no getting around this critical reality if we are to have reliable and low carbon electricity. Many of our assets are at the end of their life cycle. Over the next 20 years, we'll need to invest some \$350 billion in renewing that infrastructure and CEA was encouraged that Budget 2016 acknowledged this.

Finally, in the post-COP21 era, we need a true partnership between governments and industry more than ever. While governments rightly set the climate ambitions, it is industry that will achieve them.

Success therefore will only be built upon a strong partnership. We would recommend the establishment of a permanent national government and stakeholders' climate forum. This would bring together federal and provincial government officials, industry, NGOs and indigenous leaders.

Not an easy group to break bread with, but the mission must be to find that common ground and forge that national consensus, as elusive as it may be, otherwise governments will be placed in a position to impose and that brings with it its own unique challenges.

With this, I will turn it over to Martin Kennedy.

Martin Kennedy, Vice President, External Affairs, Capital Power: Senators, good morning. Thank you for the opportunity to be here today representing Capital Power. We're an independent power producer, publicly traded, and headquartered in Edmonton.

Our Canadian operations include wind farms in B.C. and Ontario, but the core of our operations are in Alberta and so I'll focus my remarks today on the opportunities created as Alberta implements its climate leadership plan.

Alberta's plan greens the grid in three ways: through the phase-out of all coal-fired power in 2030; an increased carbon price on emissions from electricity generation calculated based on a performance standard; and the development of roughly 4,200 megawatts of renewables through a competitive process.

These actions are projected to cut Alberta's emissions in the electricity sector from 45 million tonnes today to 15 million tonnes by 2031, a substantial contribution to achieving provincial, national and global climate targets. This is primarily due to the closure of 2,500 megawatts of coal-fired power that would

Là aussi, l'électricité peut jouer un rôle transformateur. Je n'entrerai pas dans les détails ici, puisque je sais que le comité a déjà produit un excellent rapport sur les défis et les possibilités en matière d'énergie pour le Nord du Canada.

Septièmement, nous devons investir massivement dans le renouvellement de notre infrastructure électrique. Nous ne pouvons pas échapper à cette réalité fondamentale si nous voulons avoir accès à de l'électricité fiable à faibles émissions de carbone. Bon nombre de nos installations sont en fin de cycle de vie. D'ici 20 ans, nous devons investir quelque 350 milliards de dollars dans le renouvellement de cette infrastructure, et les membres de notre association sont rassurés de voir que cette réalité est prise en compte dans le budget de 2016.

Enfin, en cette ère post-COP21, nous avons plus que jamais besoin d'un véritable partenariat entre les gouvernements et l'industrie. Si les gouvernements fixent les ambitions en matière climatique, à juste titre, il revient à l'industrie de les réaliser.

La réussite dépend donc d'un partenariat fort. Nous recommandons l'établissement d'un organe national permanent sur le climat, qui rassemblerait des représentants des gouvernements fédéral et provinciaux ainsi que divers intervenants, dont des représentants de l'industrie, des ONG et des leaders autochtones.

Ce ne sera pas une mince affaire, mais le but doit être de trouver un terrain d'entente et un consensus national, même si cela peut sembler difficile, faute de quoi les gouvernements se verront contraints d'imposer leur volonté, ce qui créera nécessairement son lot de difficultés propres.

Sur ce, je cède la parole à Martin Kennedy.

Martin Kennedy : vice-président, Affaires extérieures, Capital Power : Honorables sénateurs, bonjour. Je vous remercie de nous fournir l'occasion de comparaître devant vous aujourd'hui au nom de Capital Power. Nous sommes un producteur d'énergie indépendant, coté en bourse, dont le siège social se trouve à Edmonton.

Au Canada, nous avons des parcs éoliens en Colombie-Britannique et en Ontario, mais la plupart de nos activités sont concentrées en Alberta, si bien que je vais mettre l'accent sur les possibilités que crée la mise en œuvre du plan de leadership en matière de climat de l'Alberta.

L'écologisation du réseau, selon le plan de l'Alberta, comporte trois volets : l'abandon progressif de toute l'énergie au charbon d'ici 2030; une hausse du prix du carbone pour les émissions associées à la production d'électricité, lequel serait calculé en fonction d'une norme de rendement; et la production d'environ 4 200 mégawatts d'électricité de sources renouvelables grâce à un processus concurrentiel.

Ces mesures devraient réduire les émissions de l'Alberta dans le secteur de l'électricité, qui passeraient ainsi de 45 millions de tonnes aujourd'hui à 15 millions de tonnes d'ici 2031, une contribution importante à l'atteinte des cibles provinciales, nationales, et internationales en matière de climat. Cette

otherwise have operated past 2030, and the development of renewables equal to two thirds of Alberta's current installed coal capacity.

Now the provincial government has also committed to implementing the climate leadership plan in a way that fits with Alberta's energy market, and this is critical to retaining investor confidence, maintaining grid reliability and achieving the lowest cost transition for consumers and business.

Alberta's power market is unique in Canada. It delivers low cost reliable power, but at no risk to taxpayers or ratepayers and that's because in Alberta generation is corporately owned and developed at investor risk. Generation is not conducted by Crown corporations or provided by regulated return utilities or delivered under contract to government, all models common in the rest of the country.

Instead, wholesale prices are set by supply and demand in an open, competitive market and based on price signals from the market generators invest. We invest to develop new sources of supply. Our only source of revenue is the future price of power that will be earned from those assets in the open market.

This model has been extraordinarily successful for Alberta customers and businesses. Supply has more than doubled since 1996 and delivered energy prices have averaged just six and a half cents a kilowatt hour on consumer bills. Current prices, today's prices, are less than half that amount.

Now, leveraging Alberta's competitive energy market is one of the ways we can dramatically reduce the cost of the renewable build-out in our province. While the market will evolve to include incentives for renewables, the incentives have been carefully designed to minimize market distortions and consumer cost.

Instead of government contracting to pay the full cost of new renewables, Alberta's climate advisory panel recommended instead that generators should only be able to compete for renewable energy credits known as RECs. These top up the market price for power. This cuts the cost to consumers in half. It also dramatically reduces the liability on government balance sheets for renewables contracts.

Meanwhile, the new gas-fired generation that will also be needed to support the transition away from coal will continue to be developed based on price signals in an open competitive

réduction sera essentiellement attribuable à la fermeture de centrales thermiques au charbon produisant 2 500 mégawatts, qui auraient sinon continué leurs activités au-delà de 2030, ainsi qu'au développement des énergies renouvelables, jusqu'à ce que leur production équivaille aux deux tiers de celle des centrales thermiques au charbon actuelles de l'Alberta.

Le gouvernement provincial s'est engagé à mettre en œuvre le plan de leadership en matière de climat dans le respect du marché énergétique de l'Alberta, une promesse fondamentale pour conserver la confiance des investisseurs, la fiabilité du réseau et assurer une transition à faible coût pour les consommateurs et les entreprises.

Le marché énergétique de l'Alberta est unique en son genre au Canada. Il assure un approvisionnement en énergie à faible coût, mais sans risque pour les contribuables, parce que la production d'électricité en Alberta dépend de sociétés privées, qui se développent au risque des investisseurs. La production d'électricité ne relève pas de sociétés d'État ni de services publics à rendement réglementé, pas plus qu'elle n'est régie par contrat avec le gouvernement, des modèles qui sont tous communs dans le reste du pays.

Au lieu de cela, les prix de gros sont établis en fonction de l'offre et de la demande, dans un marché ouvert et concurrentiel, et se fondent sur les signaux de prix qu'envoient les investisseurs sur le marché. Nous investissons dans l'établissement de nouvelles sources d'approvisionnement. Notre seule source de revenus sera le futur prix de l'énergie produite grâce à cette infrastructure dans un marché ouvert.

Ce modèle est extrêmement avantageux pour les consommateurs et les entreprises de l'Alberta. L'offre a plus que doublé depuis 1996, et le prix à la livraison n'a été que de 6,5 cents par kilowatt-heure en moyenne sur les factures des consommateurs. Actuellement, les prix sont deux fois plus bas.

Nous pourrions donc profiter du marché concurrentiel de l'énergie de l'Alberta pour réduire radicalement les coûts de construction de l'infrastructure d'énergie renouvelable dans notre province. Le marché évoluera grâce à des incitatifs à la production d'énergie renouvelable, certes, mais ces incitatifs ont été soigneusement conçus pour réduire au minimum les distorsions du marché et le coût à la consommation.

Le comité consultatif de l'Alberta en matière de climat a recommandé que les producteurs d'énergie ne soient en concurrence que pour l'obtention de crédits d'énergie renouvelable, qu'on appelle des CER, plutôt que le gouvernement ne s'engage à payer tous les coûts des nouvelles installations de production d'énergie renouvelable. Ces crédits sont un complément au prix de l'électricité sur le marché. Ainsi, le coût à la consommation s'en trouve réduit de moitié. Cela réduit aussi énormément le passif dans les bilans du gouvernement à l'égard des contrats sur les énergies renouvelables.

Parallèlement, nous aurons également besoin de nouvelles centrales au gaz pendant la période de transition pour nous affranchir des centrales au charbon, et les centrales au gaz

market. Companies such as Capital Power have projects lined up and ready to support the transition. Our own initiatives include a major new natural gas fired facility west of Edmonton, and our second east-central Alberta wind farm.

Successfully implementing Alberta's climate plan requires the construction of more than 6,000 megawatts of new power generation between now and 2030 — an investment of \$30 billion in a single province in a single sector. Our investment decisions depend on being able to forecast revenues and compliance costs over periods of 20 and 30 years and that requires reasonable certainty about whether future federal policy will disrupt electricity markets or distort the price signal. Even well-meaning actions can have unintended consequences.

For example, there is growing interest in the topic of new electricity inter-ties between Alberta and other markets. One preliminary study has estimated new hydro imports into Alberta could cost more than double the local price for electricity. So any study of inter-ties should include an assessment of the impact to Alberta consumers. For consumers, the development of renewables within Alberta may be a much better deal.

We should also study the impact to markets and to the cost of implementing Alberta's climate plan. The second and third order impacts from a new inter-tie could be substantial. Local renewable developers would likely require higher prices for their own top-up contracts, and provincial liabilities for those contracts would increase. The net effect would be to raise the cost of building renewables in Alberta.

It's therefore critical to broaden our analysis. By doing so, we can design and implement policies that deliver the lowest cost path to a lower carbon economy.

As new initiatives are taken to deliver on Canada's Paris commitments, I would propose that additional federal action in the electricity sector be designed and implemented in a way that respects different provincial market designs.

We encourage decision makers to consult widely with stakeholders so full impacts are understood, and this includes studying the net impact of policy on emissions, on consumer costs, on market functioning and on the ability of provinces and industry to effectively implement their climate plans. By working together, we can deliver a solution.

continueront de se développer en fonction des signaux de prix observés dans un marché de libre concurrence. Diverses entreprises dont Capital Power ont des projets à présenter et sont prêtes à appuyer la transition. Ainsi, nous avons un nouveau grand projet de centrale au gaz à l'ouest d'Edmonton et un deuxième projet de parc éolien dans le centre-est de l'Alberta.

Pour que le plan de l'Alberta en matière de climat porte fruit, il faudra construire de nouvelles infrastructures pour augmenter la production de plus de 6 000 mégawatts d'ici 2030, ce qui représente un investissement de 30 milliards de dollars dans une seule province et un seul secteur. Nos décisions d'investissement dépendent de notre aptitude à prévoir nos revenus et nos coûts de conformité sur une période de 20 à 30 ans. Nous avons donc besoin d'un degré de certitude raisonnable à l'égard des futures stratégies fédérales qui pourraient perturber les marchés de l'électricité ou créer une distorsion dans les signaux de prix. Même des mesures bien intentionnées pourraient avoir des conséquences inattendues.

Par exemple, on s'intéresse de plus en plus aux nouvelles interconnexions en matière d'électricité entre l'Alberta et les autres marchés. Selon une étude préliminaire, les nouvelles importations d'hydroélectricité vers l'Alberta pourraient coûter plus du double du prix local de l'électricité. Ainsi, toute étude des interconnexions doit comprendre une évaluation de leurs effets sur les consommateurs albertains. Pour les consommateurs, il pourrait être beaucoup plus avantageux de développer les énergies renouvelables en Alberta.

Il faut également étudier les effets de la mise en œuvre du plan de l'Alberta en matière de climat sur les marchés et les coûts. Les effets secondaires de nouvelles interconnexions pourraient être considérables. Les producteurs locaux d'énergie renouvelable réclameraient probablement des prix plus élevés dans leurs propres contrats complémentaires, ce qui ferait augmenter le passif de la province associée à ces contrats. Cela aurait pour effet concret de faire augmenter le coût de construction de l'infrastructure de production d'énergie renouvelable en Alberta.

Il est donc essentiel d'élargir la portée de notre analyse. Nous pourrions ainsi concevoir et mettre en œuvre des politiques aux effets moins coûteux pour la création d'une économie à faibles émissions de carbone.

Compte tenu de toutes les initiatives qui sont prises pour respecter les engagements que le Canada a pris à Paris, je proposerais que les nouvelles mesures prises par le gouvernement fédéral dans le secteur de l'électricité soient conçues dans le respect des différentes structures de marché des provinces.

Nous invitons les décideurs à consulter abondamment les intervenants pour bien comprendre tous les effets de leurs décisions, ce qui sous-entend d'étudier l'effet concret des politiques sur les émissions, les coûts à la consommation, le fonctionnement du marché et l'aptitude des provinces et des entreprises à déployer de manière fructueuse leurs plans en matière de climat. Ensemble, nous pouvons trouver une solution.

Terry Toner, Director, Environmental Services, Nova Scotia Power Inc.: Good morning, Mr. Chairman and senators. I'm pleased to have the opportunity to address your committee. The Honourable Sergio Marchi has done an excellent job outlining the views of our industry. Mr. Kennedy has been able to provide a Western context. I want to take just a few moments to bring a perspective from the East Coast of Canada from Nova Scotia Power.

I always start these discussions with the goal, which we think is ultimately to cost effectively reduce carbon emissions. There seems to be a general consensus that carbon pricing in some form makes sense, but carbon pricing can take many forms and not the least of which are three: carbon tax, cap and trade or strictly emissions hard cap.

Nova Scotia has chosen the hard caps route, with a regulation mandating specific hard cap emission reductions for the period 2010 through to 2030. This has been recognized in an equivalency agreement with the federal government and has begun to be implemented.

This initiative was carried out in a transparent manner before our provincial regulator, through processes that engaged stakeholders across the province. And progress to date has seen a reduction already of 37 per cent from our 2005 levels. This already exceeds the federal target of a 30 per cent reduction by 2030. This represents the equivalent of closing the production of three coal-firing units on our system. This has been a significant success already for our province, of which Nova Scotians and Canadians can be proud.

The certainty of the regulation that the province provided has allowed for the necessary lead time and the confidence to invest in new low and non-emitting forms of generation and the accompanying transmission. This includes a mix of alternatives such as wind, renewable imports, efficiency improvements and cleaner natural gas units.

But there has been a cost to bring this about and that has resulted in increases in electricity rates, our form of carbon pricing. It is our belief that the direct measures put in place in Nova Scotia have resulted in specific and real emission reductions at a cost that in our market is more competitive than a simple carbon tax would achieve.

In making this transition, there are other things to consider. First, electricity has become an essential service and delivering that in an effective way has become an increasingly complex and dynamic challenge.

Second, it's important to have sufficient capacity to support the load during peak demand periods. This is an important component of reliability of supply and customers demand this.

Terry Toner, directeur, Services de l'environnement, Nova Scotia Power Inc. : Bonjour, monsieur le président et mesdames et messieurs les sénateurs. Je suis heureux d'avoir l'occasion de m'exprimer devant le comité. L'honorable Sergio Marchi a remarquablement bien décrit la perspective de notre industrie. Monsieur Kennedy vous a présenté le contexte de l'Ouest canadien. J'aimerais prendre quelques instants pour vous présenter la perspective de la côte Est du Canada et de Nova Scotia Power.

Je commence toujours ce genre de discussion par rappeler l'objectif ultime, qui est de réduire nos émissions de carbone au moindre coût possible. Il semble y avoir consensus général pour dire qu'il serait logique d'associer un prix au carbone, d'une certaine façon, mais la tarification du carbone peut prendre diverses formes, dont trois en particulier : la taxe sur le carbone, un plafond d'émissions et un marché du carbone ou un plafond strict d'émissions de carbone pur et simple.

La Nouvelle-Écosse a choisi l'option du plafond strict et une réglementation qui impose des plafonds stricts pour les émissions de carbone de 2010 jusqu'à 2030. Cette décision a donné lieu à un accord d'équivalence avec le gouvernement fédéral, qui est déjà en vigueur.

Cette initiative a été menée en toute transparence devant l'organisme de réglementation de la province, et les divers intervenants de la province ont été mis à contribution. À ce jour, nos émissions ont donc déjà diminué de 37 p. 100 par rapport aux niveaux de 2005. Nous dépassons déjà la cible de 30 p.100 de réduction d'ici 2030 que s'est fixé le gouvernement fédéral. Cela représente l'équivalent de la fermeture de trois unités thermiques au charbon dans notre système. C'est déjà un grand succès dans notre province, dont peuvent être fiers les Néo-Écossais et les Canadiens.

La nouvelle réglementation de la province a créé une certitude propice à la confiance et a laissé suffisamment de temps aux investisseurs pour investir dans de nouvelles formes de production d'électricité à faibles émissions et les modes de transmission appropriés. Différentes solutions de rechange sont donc mises de l'avant, comme l'éolien, les importations d'énergie renouvelable, l'amélioration de l'efficacité énergétique et des unités au gaz plus propres.

Néanmoins, tous ces changements ont un coût, qui a fait augmenter les tarifs d'électricité, notre forme à nous de tarification du carbone. Nous croyons que les mesures directes mises en place en Nouvelle-Écosse ont mené à des réductions des émissions réelles et ciblées à un coût plus concurrentiel sur notre marché que ne le serait une simple taxe sur le carbone.

Par ailleurs, il y a d'autres éléments à considérer pendant la transition. Premièrement, l'électricité est devenue un service essentiel, et l'approvisionnement efficace en électricité est un défi de plus en plus complexe et dynamique.

Deuxièmement, il importe d'avoir suffisamment de ressources pour répondre à la demande en période de pointe. C'est un aspect important de la fiabilité de l'offre, et les consommateurs l'exigent.

Third, to minimize costs for our customers it is important that utilities have flexibility to manage the retirement of the coal-generating units during this transition to a low-carbon environment.

Fourth, it will be important to allow for backup generation to support times when renewables are not available. As hard as it is to believe, there are times in Nova Scotia when the wind does not blow and the sun does not shine.

Lastly, in this vein, there is value in making investments in transmission and distribution assets to tie together this modern collection of generation alternatives and to offer the operators visibility and control of the assets.

We feel the plan in Nova Scotia has already delivered considerable emission reductions, and we will be delivering more by 2030, approaching a 60 per cent reduction from 2005 levels. But there remain other opportunities.

Moving forward, electrification of other sectors, transportation and home heating to name two, appear to be an excellent opportunity to reduce total carbon emissions, but this could require some cap flexibility to minimize upward pressure on electricity rates as we take on the burden of those emission reductions. This could indeed deliver net benefits across all sectors.

There may also be some opportunity in the Atlantic region to obtain additional emission reductions over the medium and longer term with a regional approach.

The Nova Scotia low carbon framework has delivered the necessary carbon emission reductions while enabling the achievement of stable, predictable rates. So we are well positioned to deliver further substantial reductions over the next decade.

Should a carbon tax be added on top of what has already been achieved in Nova Scotia with the hard cap approach, the additional environmental benefits would be small and may necessitate consideration of financial instruments or support to pay for the previous investments made.

Ideally, the carbon tax would only apply for electricity emissions above the provincial targets. For our national carbon policy to succeed, it will be important that jurisdictions that have taken early action on carbon not be penalized for having done so.

In conclusion, in Nova Scotia we have already made significant and important progress in reducing the carbon footprint for our generation, and we have begun to identify possible next steps that

Troisièmement, pour réduire le plus possible les coûts pour nos consommateurs, il importe que nos services publics aient la marge de manœuvre nécessaire pour gérer la fermeture des centrales au charbon pendant la transition vers une économie à faibles émissions de carbone.

Quatrièmement, il sera important de prévoir des sources d'approvisionnement de rechange pour les périodes où nous n'aurons pas accès à l'énergie issue de sources renouvelables. C'est peut-être difficile à croire, mais il arrive qu'il ne vente pas et que le soleil ne brille pas en Nouvelle-Écosse.

Finalement, toujours dans la même veine, il vaut la peine d'investir dans l'infrastructure de transmission et de distribution pour relier les nouvelles sources de production d'énergie modernes afin d'assurer à leurs exploitants visibilité et contrôle des ressources.

Nous estimons que le plan déployé en Nouvelle-Écosse a déjà permis de réduire considérablement nos émissions et qu'il nous permettra d'aller encore plus loin d'ici 2030, pour les réduire de presque 60 p. 100 par rapport au niveau de 2005. Cela dit, il reste d'autres possibilités.

Pour l'avenir, l'électrification d'autres secteurs, comme le transport et le chauffage des maisons, pour n'en nommer que deux, semble présenter un excellent potentiel pour réduire notre total d'émissions de carbone, mais il faudra peut-être assortir les plafonds d'une certaine souplesse pour limiter la pression à la hausse sur les tarifs d'électricité dans nos efforts de réduction des émissions. Tous les secteurs pourraient en retirer des avantages nets.

De même, la région atlantique pourrait réaliser encore plus de réductions à moyen et à long terme grâce à une approche régionale.

Le cadre à faibles émissions de la Nouvelle-Écosse a permis de réduire les émissions de carbone comme voulu, tout en nous assurant des tarifs stables et prévisibles. Nous sommes donc bien positionnés pour les réduire encore davantage au cours des 10 prochaines années.

Si l'on imposait une taxe sur les émissions carboniques en plus de tout ce qui a déjà été fait en Nouvelle-Écosse grâce au plafonnement absolu, les bienfaits additionnels pour l'environnement seraient très modestes et leur obtention pourrait nécessiter l'instauration d'instruments financiers ou de mesures d'aide pour couvrir les investissements antérieurs.

Idealement, la taxe sur les émissions carboniques ne s'appliquerait qu'aux émissions liées à la production d'électricité qui dépassent les cibles provinciales. Pour que notre politique nationale sur le carbone réussisse, il faudra s'assurer que les provinces qui ont déjà pris des mesures pour réduire leurs émissions carboniques n'en soient pas pénalisées.

En conclusion, nous avons déjà accompli d'importants progrès en Nouvelle-Écosse pour réduire l'empreinte carbone de l'électricité, et nous avons commencé à songer à d'autres

would be affordable and fair. The Nova Scotia low carbon framework is working and changes to carbon legislation and regulation need to recognize and build on this success.

Thank you.

The Chair: Thank you very much.

Devin McCarthy, Director, Generation and Environment, Canadian Electricity Association: They are giving the prepared remarks, and I am here to answer any questions you may have.

Senator Massicotte: Thank you to all four of you for your presentations and comments.

This week the Parliamentary Budget Officer prepared the first report or plan which maybe we can get. In one of his reports he says the three most important sources of greenhouse gas emissions are crystal generation, transportation and extraction.

He estimates that \$50 million tonnes of greenhouse gas emissions could be eliminated in electricity production at a carbon cost of \$12 to \$57 a tonne through a shift to renewables, notably wind power and through carbon capture and storage.

He is saying you are one of the three sectors that needs to become even more productive than you currently are to achieve our goals; is that significant?

I know by 2030 a lot of existing coal-fired electricity plants should be shut down. Do we need to do more than that, or will the biggest burden be satisfied through the existing policy, say in Alberta?

Mr. Marchi: Thank you, senator. As I mentioned in my second recommendation, I think governments also need to go to the sectors where we're going to really find increased reductions.

We're not saying that people shouldn't or governments shouldn't look to the electricity sector. What we'd like to say is that we've already got a good story. Governments have mandated the elimination of coal and our sector has not fought that. Our sector has collaborated and worked on that.

mesures possibles qui seraient abordables et équitables. Le cadre de réduction du carbone de la Nouvelle-Écosse donne de bons résultats et les mesures législatives et réglementaires sur le carbone doivent en tenir compte et en tirer parti.

Merci.

Le président : Merci.

Devin McCarthy, directeur, Génération et environnement, Association canadienne de l'électricité : On a présenté les notes préparées, et je suis ici pour répondre à vos questions.

Le sénateur Massicotte : Merci à tous pour vos présentations et observations.

Cette semaine, le directeur parlementaire du budget a établi le premier rapport ou plan, que nous pourrions peut-être obtenir. Dans l'un de ses rapports, il affirme que les trois premières sources d'émissions de gaz à effet de serre sont la génération, le transport et l'extraction des cristaux.

Il estime que la transition vers des sources d'énergie renouvelables, principalement l'éolien, et la capture et le stockage du carbone pourraient nous permettre d'éliminer 50 millions de tonnes d'émissions de gaz à effet de serre liées à la production d'électricité à raison de 12 \$ à 57 \$ la tonne.

Il affirme que vous êtes l'un des trois secteurs qui doivent devenir encore plus productifs qu'ils le sont actuellement si nous voulons réaliser nos objectifs.

Je sais que beaucoup des centrales électriques au charbon devraient être fermées d'ici 2030. Faudrait-il en faire davantage, ou est-ce qu'on viendra à bout de la plupart de nos objectifs avec la politique existante en Alberta, par exemple?

M. Marchi : Merci, monsieur le sénateur. Comme je l'ai indiqué dans ma deuxième recommandation, je crois que les gouvernements doivent également s'intéresser aux secteurs où l'on peut véritablement accroître les réductions.

Nous ne disons pas que le secteur de l'électricité ne devrait pas faire sa part, mais nous en avons déjà beaucoup fait. Les gouvernements nous ont demandé d'éliminer le charbon et nous n'avons pas lutté. Notre secteur y travaille dans un esprit de collaboration.

We're sitting right now at 82 per cent GHG free. By 2030, that number could possibly, depending on circumstances, go up to 92. I would say that if I brought a report card home to my parents at 92, it would be not bad. However, I also think that renewables, which solar is at around 1.4 and wind is at 0.4, hold the key going forward, and obviously our utility is bringing those on line. We think, however, the electrification of transportation and industrial processes and building efficiencies is where we can also play and facilitate to really bring them those extra reductions.

After 2030, we are going to have between 5 to 7 per cent of coal production largely with carbon capture and storage. Saskatchewan, SaskPower, is the only company in the world to put in carbon capture storage at a coal facility in this process.

We are going to be able to eliminate coal production completely by 2040, and so I think we're bringing those reductions down progressively. I think our sector is a leader. I think other sectors should also be asked to pull their weight.

Senator Massicotte: You are saying the parliamentary officer is wrong?

Mr. Marchi: No, I think they are looking at a number of sectors, including ours.

I don't want to knock any other sector, but I challenge any other sector to come to the table with cleaner hands. I think we need to be even-handed about how we apply carbon reductions across our economy.

Senator Massicotte: If I look at your eight recommendations, and I appreciate that it is very clear where you are coming from, but things like focus on economic sectors that can offer the greatest emission reductions, establish a national electrification strategy, urgently address climate adaptation, support needed investment, and you also have the code name of partnership with the government.

When those words are used, I always say how much money do you need? How much do you want? How much subsidy are you looking for? What is the point?

Mr. Marchi: When you look at the \$350 billion infrastructure price tag that we will have to invest over the course of the next 20 years, we're not looking for very much of that from governments. This will come from our utilities. But what keeps our CEOs up at night is the political risk associated with getting \$350 billion of investment through the regulators. God bless all the regulators. We need regulators when there are monopolies. But what I would say is that protecting the consumer on cost is absolutely critical. But I believe that it should not be the only variable because if we are being asked to procure the cheapest possible system, we will undercut the reliability of our first-class electricity power in the next 20, 30, 40 years.

À l'heure actuelle, 82 p. 100 de notre production se fait sans aucune émission de gaz à effet de serre. D'ici 2030, dépendamment des circonstances, ce chiffre pourrait passer à 92. Je crois que la plupart des parents se réjouiraient si leur enfant obtenait une si bonne note dans leur bulletin. Cependant, je pense que les sources d'énergie renouvelables — le solaire et l'éolien se situent à 1,4 et à 0,4 respectivement — sont la voie de l'avenir et il est certain que notre société va les exploiter. Cela dit, l'électrification du transport et des procédés industriels ainsi que l'accroissement du rendement constituent également des avenues pouvant mener à des réductions additionnelles.

Après 2030, le charbon ne produira plus que 5 à 7 p. 100 de l'électricité et ce sera principalement avec capture et stockage du carbone. SaskPower est la seule compagnie dans le monde à capturer et à stocker le carbone dans une centrale au charbon.

En 2040, il ne restera plus aucune centrale au charbon. Nous allons donc réduire progressivement les émissions. Notre secteur est un chef de file à ce chapitre et je pense qu'il faudrait demander aux autres secteurs de faire leur part.

Le sénateur Massicotte : Êtes-vous en train de dire que le directeur parlementaire du budget se trompe?

M. Marchi : Non, je pense qu'on s'intéresse à plusieurs secteurs, y compris le nôtre.

Je ne veux pas critiquer les autres secteurs, mais je les mets au défi de brandir un bilan meilleur que le nôtre. À mon avis, il faut être équitable dans la contribution que nous demandons à chaque secteur de l'économie.

Le sénateur Massicotte : Je vois bien votre point de vue, mais je regarde vos huit recommandations et il y est question notamment de mettre l'accent sur les secteurs de l'économie qui peuvent offrir les plus importantes réductions d'émissions; d'établir une stratégie nationale en matière d'électrification; de prendre des mesures urgentes d'adaptation aux changements climatiques; de subventionner les investissements nécessaires; et de créer un partenariat avec le gouvernement.

Quand j'entends ce type de choses, je demande toujours : combien cela coûtera-t-il? Combien d'argent voulez-vous? À quoi cela va-t-il servir?

M. Marchi : Prenons le cas des 350 milliards de dollars qu'il faudra investir dans l'infrastructure au cours des 20 prochaines années. Nous ne demandons pas aux gouvernements d'en payer une grande partie. L'argent proviendra des sociétés d'utilité publique. Mais ce qui inquiète les dirigeants de ces sociétés, c'est le risque politique associé à l'obtention de ces 350 milliards de dollars en investissements sous l'action des organismes de réglementation. Heureusement qu'il y a les organismes de réglementation; ils sont essentiels lorsqu'il y a des monopoles, et il est absolument crucial de protéger les consommateurs au niveau des coûts. Je crois néanmoins que cela ne devrait pas être le seul facteur, car si l'on nous demande de choisir le système le moins

We are saying to protect the consumer you also want to have the best system, the strongest system, especially since Mother Nature is playing with us pretty aggressively. For that \$350 billion rebuild, that's going to come mostly through utilities through the rate hearings.

Where we think we would need incentives from government is perhaps in the North. Why is that? Because when we go to the rate hearings, we are not allowed to light up the North because regulators will say there is not the critical mass of consumers to support it. When we go for innovation projects on greening technologies, the regulators shut us down.

So what is happening is there is a gap between our inability to get through the regulatory process some of the more aspirational ambitions of federal and provincial governments. So we are working with the federal government now to look at the gap and how we can put some projects that can speak to the aspirations of lighting the North without diesel and greening technologies and utilizing some of the infrastructure monies in the second phase, which is more long term and transformational. For example, hockey is religion, God bless hockey, but we cannot continue to build hockey arenas through infrastructure. What are the transformation nation building projects that we can underwrite through part of these monies, and there we would think there is a specific opportunity to address that, but by and large utilities are paying their way.

Senator Massicotte: Thank you.

The Chair: I want to ask a quick question here because you talked about the regulators in monopolies are holding you down to the cheapest possible price. That's not consistent across the whole country. Would you agree with me? Tell me which provinces are saying that you must first look at the cheapest possible cost. In my province I changed it from the cheapest possible cost as they had to take into account other things, like green energy. Tell me which other provinces or other regulators are holding you to that.

Mr. Marchi: I would say that you're right. There is not a one-size fits all. And I never said that because we have different systems across the country. The one in Alberta is unique. What we're seeing, to be brutally honest with you and your committee, is an incredible politicization around electricity rates in our country.

I lived and worked in Europe for some 10 years where they have the same rebuild demand that we have, that the Americans have, that the Japanese have. Guess what? Nothing lasts forever

cher possible, cela va compromettre la fiabilité de notre réseau électrique de première classe durant les 20, 30 ou 40 prochaines années.

Pour protéger les consommateurs, il faut également le meilleur système, le plus solide, d'autant plus que dame nature ne nous ménage pas. La majeure partie des 350 milliards de dollars proviendra des sociétés d'utilité publique via les audiences sur les tarifs.

C'est surtout pour le Nord que nous aurions besoin d'incitatifs gouvernementaux. Pourquoi? Parce que dans les audiences sur les tarifs, on nous empêche d'illuminer le Nord. Selon les organismes de réglementation, la masse critique de consommateurs ne serait pas atteinte. Quand on essaie de réaliser des projets d'écologisation innovateurs, on nous met des bâtons dans les roues.

C'est donc dire que nos propositions pour mettre en œuvre certaines des ambitions les plus prometteuses des gouvernements fédéral et provinciaux n'arrivent pas à franchir le processus réglementaire. Nous travaillons actuellement avec le gouvernement fédéral pour déterminer comment nous pourrions réaliser des projets qui permettraient d'illuminer le Nord sans diesel et de favoriser l'écologisation, et comment utiliser une partie des sommes affectées à l'infrastructure dans la seconde phase, qui est axée sur la transformation et le long terme. Par exemple, le hockey est une religion et c'est très bien ainsi, mais on ne peut pas continuer d'utiliser les fonds destinés à l'infrastructure pour construire des arénas. Quels sont les projets propices à l'édification et à la transformation du pays qui pourraient être pris en charge dans le cadre de ces investissements? Nous croyons que c'est une bonne occasion de répondre à cette question, mais dans l'ensemble, les sociétés d'utilité publique paient leur juste part.

Le sénateur Massicotte : Merci.

Le président : J'aimerais poser une question rapide, car vous avez dit que les organismes de réglementation dans les situations de monopole vous obligent à maintenir les prix les plus bas possible. Conviendriez-vous que ce n'est pas le cas à la grandeur du pays? Dites-moi dans quelles provinces ce serait le premier facteur en importance. Dans ma province, ce n'est plus le principal facteur, car d'autres critères doivent également être pris en considération, comme l'énergie verte. Dites-moi quelles provinces ou quels organismes de réglementation vous imposent une telle chose.

M. Marchi : Je pense que vous avez raison. Il n'y a pas d'approche universelle, et ce n'est pas non plus ce que j'ai dit, car on ne fait pas les choses de la même manière à la grandeur du pays. L'Alberta est un cas unique. Pour être franchement honnêtes avec vous et avec votre comité, nous avons constaté une politisation incroyable des enjeux entourant les tarifs d'électricité dans notre pays.

J'ai habité et travaillé en Europe pendant une dizaine d'années. Les Européens doivent aussi refaire leur infrastructure, comme les Américains, comme les Japonais. Car vous savez quoi? Rien ne

— post Second World War build. In Europe the politicization is nowhere what it is here. I'm not saying it's right or wrong; I'm just saying it's really politicized. In Ontario opposition parties use electricity rates as one of the top three tools during Question Period. The political masters are also kind of sending the signals to keep prices low and, of course, that's an important variable. We're simply saying, "Let's marry low costs. Let's prize frugality and marry that with the value that we hold for electricity. Electricity today — and maybe I'm biased — is indispensable to our quality of life and to our economy. If it's indispensable, then it's a national asset. If it's a national asset, what do you do with assets? You nurture them. I see a lot more pressure than needs to be on that issue called "cost" and we run into it at the regulators.

Senator Seidman: Thank you very much for your presentation this morning. I would like to explore the relationship between infrastructure grid and interprovincial trade of electricity. We've heard a lot over the last week and a half or so about the infrastructure issues in this country. And you have a section on infrastructure renewal in the electricity sector in your most recent report, *Adapting to Climate Change: State of Play and Recommendations for the Electricity Sector in Canada*. We also heard from TransAlta Corporation about the regionality of transmission markets in this country. We also know that there is greater relationship north-south than there is east-west.

How do you see expanding interprovincial trade of electricity so that provinces with greater resources can somehow help other provinces? I'm thinking of Saskatchewan, Manitoba and Alberta, for example, or even about Quebec, the province I come from, which is very well-endowed with hydro generation.

Can you tell me what the obstacles are that you see and what the federal government can do to encourage that kind of interplay?

Mr. Marchi: Mr. Toner would like to respond. But to preface that, our Minister of Natural Resources has raised the question about east-west. And so he should. When you say "east-west," you conjure up a huge tract of land that would make an east-west grid financially unviable. How do you allow for transmission of electricity from one end to the other?

From my perspective, senator, when we talk about east-west I think we need to regionalize that east-west discourse, with Nova Scotia dealing with Ontario and Quebec, or as you said Alberta dealing with British Columbia and Manitoba. We need to regionalize the discourse because if we are to have a national

discourse pour toujours. Ces constructions datent d'après la Seconde Guerre mondiale. En Europe, les considérations politiques ne prennent pas autant de place qu'ici. Je ne dis pas que c'est bien ou mal; je dis seulement que c'est très politisé. En Ontario, les partis d'opposition utilisent les tarifs d'électricité comme l'une de leurs trois principales armes lors de la période des questions. Les maîtres politiques envoient eux aussi le message qu'il faut maintenir les prix bas et, bien entendu, c'est un important facteur. Nous disons simplement qu'il faut privilégier des tarifs modestes et conjuguer à ce principe la valeur que nous attachons à l'électricité. Je suis peut-être biaisé, mais de nos jours, l'électricité est indispensable à notre qualité de vie et à notre économie. Si elle est indispensable, alors elle est une ressource nationale. Et que fait-on avec nos ressources? On les valorise. Je vois qu'on fait peser beaucoup plus de pression qu'il n'est nécessaire sur la question du coût, et on n'y échappe pas quand on a affaire aux organismes de réglementation.

Le sénateur Seidman : Je vous remercie de vos présentations de ce matin. J'aimerais approfondir la relation qui existe entre l'infrastructure du réseau et le commerce interprovincial de l'électricité. Dans la dernière semaine et demie, les témoins nous ont beaucoup parlé des problèmes liés à l'infrastructure dans notre pays. Vous avez vous-même consacré au renouvellement de l'infrastructure une partie de votre dernier rapport intitulé *S'adapter aux changements climatiques : Bilan et recommandations pour le secteur de l'électricité au Canada*. De plus, la société TransAlta nous a parlé de la nature régionale des marchés de transmission au Canada. Nous savons aussi que le commerce nord-sud est plus développé que le commerce est-ouest.

À votre avis, comment pourrait-on amplifier le commerce interprovincial de l'électricité tout en faisant en sorte que les provinces qui possèdent le plus de ressources puissent venir en aide aux autres provinces? Je pense à la Saskatchewan, au Manitoba et à l'Alberta et même au Québec, dont je suis originaire, et qui n'est pas en reste au chapitre de l'hydroélectricité.

Quels seront les obstacles selon vous? Comment le gouvernement fédéral peut-il encourager ce genre d'interaction?

M. Marchi : M. Toner aimerait répondre, mais à titre de préambule, je préciserai d'abord que notre ministre des Ressources naturelles a soulevé la question du commerce est-ouest, et il a bien fait. Quand on dit « est-ouest », on imagine immédiatement une vaste étendue de territoire qui rendrait impossible la viabilité financière d'un réseau établi sur cet axe. Comment est-ce possible de transmettre l'électricité d'un bout à l'autre du pays?

À mon avis, sénateur, lorsqu'on parle de commerce est-ouest, il faut se placer dans un contexte régional. Pour la Nouvelle-Écosse, c'est l'Ontario et le Québec. Et pour l'Alberta, comme vous l'avez dit, c'est la Colombie-Britannique et le Manitoba. Il faut penser en termes de régions si nous voulons établir un axe commercial

east-west to complement the north-south, one reason it's north-south is the cost and distance, which obviously plays to advantages.

Mr. Toner: I will give three quick examples of things that are afoot or contemplated in our region. Nova Scotia Power, we have a tie directly to New Brunswick and have exchanged electricity back and forth to our mutual benefit over time. We contemplate an additional tie-line and we're also starting to cooperate in joint dispatch of some of our units and other ways to find savings.

The second example, which links to that and is widely known, is that we are in a partnership with Newfoundland and Labrador, where they're creating a hydro facility in Labrador. We're building a cable from Newfoundland to Nova Scotia as part of that. That's going to link the Atlantic Provinces and create the possibility of additional generation. Through that whole ring of interconnection, it will loop in the opportunity for Hydro Quebec to participate in that as well.

That's a very important step for us. One of the things the federal government did to assist or remove a barrier was to provide a loan guarantee. It didn't take actual federal money but it reduced the cost of the project and sent a signal that this is a good eastern product.

The third example comes as we look to the future. We're collaborating with utilities within that whole area, including New England, to identify the next regional approach. Could it be additional wind in the region and an additional hydro project that together would provide additional clean energy for the Atlantic Provinces? There may be some left over we can also sell to New England to help them and in so doing make the project more affordable.

In our eastern region, it's one small example. In terms of what the government can do, don't create additional burden or barrier above and beyond the measures we're already taking, which are reducing the emissions. This is important in Nova Scotia. We don't have huge hydro resources so that is an important part of our solution. We added 500-megawatts of wind to our system over the last decade, which is a lot. Our peak effort is in the 2200 range. In the middle of the night during summer, we might have only 700 or 900 megawatts. If it's all wind, that's quite an adjustment to our system. It's that collection of measures that allows us to move forward and the government has been helpful in the equivalency agreement and the loan guarantee.

Senator Seidman: You're integrating renewables into the grid. How reliable is that? We heard a bit about reliability yesterday from the Ecological Institute. How much down time would you imagine?

est-ouest pour compléter l'axe nord-sud. Pour l'axe nord-sud, le coût et la distance sont certainement des avantages.

M. Toner : Je vais vous donner trois exemples rapides de projets en cours ou envisagés dans notre région. Notre société, Nova Scotia Power, a une liaison directe avec le Nouveau-Brunswick. Les deux provinces s'échangent de l'électricité, ce dont elles tirent un avantage mutuel. Nous envisageons l'installation d'une autre liaison permanente et nous collaborons depuis peu à la distribution combinée de certaines de nos unités et à la recherche d'autres moyens d'économiser.

Le deuxième exemple, qui se rattache au précédent et qui est bien connu, c'est notre partenariat avec Terre-Neuve-et-Labrador en vue d'établir des installations hydroélectriques au Labrador. Dans le cadre de ce projet, nous construisons un câble reliant Terre-Neuve et la Nouvelle-Écosse. Nous allons ainsi relier les provinces de l'Atlantique et accroître leur potentiel de production. Hydro-Québec pourra également faire partie de ce réseau.

C'est pour nous une étape très importante. Pour nous venir en aide, ou pour éliminer une barrière, le gouvernement fédéral s'est porté garant de l'emprunt. Cela n'a nécessité aucune dépense de fonds fédéraux, mais a permis de réduire le coût du projet et de faire savoir au monde que nous avons un bon produit dans l'Est.

Le troisième exemple est tourné vers l'avenir. Nous collaborons avec les sociétés d'utilité publique de toute notre région, y compris la Nouvelle-Angleterre, afin d'élaborer notre prochaine stratégie. Est-ce que ce sera un autre projet éolien et un autre projet hydroélectrique qui, ensemble, assureront la production d'une plus grande quantité d'énergie verte pour les provinces de l'Atlantique? Il y aura peut-être un surplus que nous pourrions vendre à la Nouvelle-Angleterre pour lui donner un coup de pouce et en même temps rendre le projet plus abordable.

Dans l'Est, ce n'est qu'un modeste exemple. Le gouvernement fédéral peut contribuer en évitant d'imposer des boulets et des barrières qui viendraient s'ajouter aux mesures que nous avons déjà prises et qui réduisent déjà les émissions. C'est très important pour la Nouvelle-Écosse. Comme nos ressources hydroélectriques sont en quelque sorte limitées, cela constitue une partie considérable de notre solution. Nous avons ajouté 500 mégawatts d'éolien à notre système au cours de la dernière décennie, ce qui est substantiel. En période de pointe, nous oscillons autour de 2 200 mégawatts. Au milieu de la nuit durant la saison estivale, c'est seulement 700 ou 900 mégawatts. Si toute cette énergie provient de l'éolien, cela requiert un grand ajustement pour notre système. C'est cette série de mesures qui nous permet d'avancer et le gouvernement y a contribué par l'accord d'équivalence et la garantie d'emprunt.

Le sénateur Seidman : Vous intégrez les énergies renouvelables à votre réseau, mais sont-elles fiables? L'Ecological Institute nous a entretenus hier au sujet de la fiabilité. Pensez-vous qu'il y aura beaucoup d'interruptions?

Mr. Toner: The wind doesn't blow all the time and it's not dispatchable and predictable in that sense. But that is one of the reasons in Nova Scotia that while we're reducing our coal fleet, we are not necessarily taking out all of our units. But the amount of time they run is much less. Eventually, they'll be taking those off. It provides a cost-effective backup to our system until battery and other technology comes along. There is development of other things that are strengthening the system. We're using the existing resources today to do that cost effectively.

Senator Ringuette: I believe that in order to meet an objective of low carbon economy we need to have a national energy strategy with all the energy sectors within this group.

Have you discussed with the federal government the possibility of a national energy strategy committee and your involvement in it?

Mr. Marchi: Senator, I agree with the concept. And kudos to our premiers for embracing the Canadian Energy Strategy document, which has come a long way. We have contributed to the process. We also welcome the federal government wishing to engage in bringing that Canadian energy strategy over the goal line. I think it's very important, because people have talked about Canada being a superpower when it comes to energy. We can quibble whether, technically, that's correct, but what those people are correct about is that energy is a big deal for our nation. If it's a big deal, then you also need to have a big policy and strategy about it.

I'm also a believer that most of the largest national undertakings have come when the federal and provincial governments have worked together. Clearly, this is one area where those two senior levels of government must work together to bring out a strategy, engage with industry and then implement that strategy as well and as intelligently as we possibly can.

We've raised that issue with Minister Carr. In fact, Minister Carr was the person who started the COF process on the Canadian Energy Strategy, so he's pretty well positioned to jump in there.

Senator Ringuette: I certainly agree with your recommendation in regard to upgrading the electrical grid to meet the flux of weather that we've experienced and that is ahead of us.

In the Constitution of Canada — and you say, “Where is she going?” — there is an impediment in regard to hydroelectricity. And I'm sorry, I cannot state the actual section in the Constitution, but it does say that a province that produces hydroelectricity cannot require a higher price for electricity to another province than the price in its own province. Therein lies the issue of Hydro Québec — and then forwarding all their excess electricity south of the border, because there is this impediment in the Constitution with regard to the sharing and profitability of the system with other provinces. I wonder if you can comment on that.

M. Toner : Le vent ne souffle pas tout le temps et cela crée une certaine imprévisibilité, mais c'est l'une des raisons pour lesquelles la Nouvelle-Écosse réduit le nombre de centrales au charbon sans nécessairement les éliminer complètement. Toutefois, ces centrales ne fonctionnent plus aussi souvent et sont vouées à disparaître. D'ici à ce que les piles et d'autres technologies les remplacent, elles constituent un auxiliaire peu coûteux. D'autres éléments viendront plus tard renforcer le système. Toutefois, à l'heure actuelle, nous utilisons les ressources existantes, car c'est plus économique ainsi.

La sénatrice Ringuette : Je pense que si nous voulons réaliser l'objectif d'une économie à faibles émissions de carbone, nous devons nous doter d'une stratégie nationale de l'énergie qui englobera tous les secteurs énergétiques.

Avez-vous discuté avec le gouvernement fédéral de la possibilité d'instituer un comité sur la stratégie nationale de l'énergie dont vous feriez partie?

M. Marchi : Je suis pour cette idée, sénatrice. Je félicite d'ailleurs nos premiers ministres d'avoir accueilli favorablement le document sur la stratégie canadienne de l'énergie, qui a fait beaucoup de chemin. Nous avons contribué au processus. Nous invitons également le gouvernement à faire lui aussi en sorte que la stratégie puisse franchir la ligne d'arrivée. Je pense que c'est très important, car le Canada est considéré comme une superpuissance énergétique. Nous pouvons ergoter sur l'exactitude technique de ce titre, mais il est indéniable que l'énergie occupe beaucoup de place chez nous. C'est un secteur d'envergure qui a besoin d'une politique et d'une stratégie à sa mesure.

Je crois aussi que la plupart des grandes réalisations nationales ont été le fruit d'une collaboration entre les gouvernements fédéraux et provinciaux. Il s'agit manifestement d'un domaine où les instances supérieures doivent collaborer à l'élaboration d'une stratégie, à la mobilisation de l'industrie, puis à la mise en œuvre de la stratégie le plus intelligemment possible.

Nous avons porté la question à l'attention du ministre Carr. En fait, c'est justement lui qui a amené le Conseil de la fédération à s'intéresser à la Stratégie canadienne de l'énergie, de sorte qu'il est plutôt bien placé pour intervenir.

La sénatrice Ringuette : Je suis tout à fait d'accord avec votre recommandation visant à moderniser le réseau de distribution d'électricité de façon à ce qu'il s'adapte aux conditions météorologiques d'hier et de demain.

La Constitution du Canada fait obstacle à l'hydroélectricité — vous devez vous demander où je veux en venir. Pardonnez-moi de ne pas pouvoir vous donner l'article précis, mais on dit qu'une province productrice d'hydroélectricité ne peut pas vendre cette énergie dans une autre province à un prix supérieur à celui qu'elle demande dans sa propre province. Voilà donc ce qui pose problème à Hydro-Québec, qui achemine toute électricité excédentaire à nos voisins du Sud en raison de cette entrave prévue à la Constitution, qui vise le partage de la rentabilité du système avec les autres provinces. J'aimerais que vous commentiez.

Mr. Marchi: Regrettably, I'm not a constitutional scholar, and I don't want to jump in there in any speculative way.

Mr. McCarthy: The only thing I could offer there is that the markets into which Hydro Quebec is selling that power are some of the highest-cost, highest-price jurisdictions in North America, so Constitution or not, New England is —

Senator Ringette: That's why they're not selling to other provinces, because of this impediment in the Constitution that requires them, if they sell to New Brunswick or Ontario, to sell at the same price as they sell to the customers in their own province.

Mr. McCarthy: Yes. Okay, but —

Mr. Marchi: I will look into that. It hasn't come onto my radar screen, but you noted it, so I will brush up on it.

Senator MacDonald: Thank you for your presentations today. My main questions will be to Mr. Toner from Nova Scotia Power Inc.

But I want to make a few points to Mr. Marchi. I looked at your recommendations and most make sense to me. They are fairly reasonable, but the first one — setting an economy-wide North American carbon price — is something that I think would be a huge mistake for the country. The approach of Nova Scotia Power Inc. over the last number of years, and like a lot of Nova Scotians, I'm not a big cheerleader for Nova Scotia Power Inc., but the way they managed their resources — not to abandon those things that are low-cost until the newer technologies are proven and the ability to shift back and forth — is a better way to manage our resources.

We had people in here from Europe in the past few days. The price of power in Europe has gone through the roof. You mentioned the politics around the cost of power. The Auditor General of Ontario said they overpaid by \$37 billion because of changes the Ontario government made in the production of power. That's a huge amount of money. For our industries to remain competitive and to not put people into energy poverty, I think we have to be very careful at the pace in which we flip from carbon-based power to non-carbon-based power. We have to be very responsible when it comes to this stuff.

Nova Scotia is one of those provinces in which the increase of power is always passed on to the consumer. No matter what the cost, the consumers pay for it. We're very conscious of this.

I want to speak to you, Mr. Toner, about the Muskrat Falls project. The link comes in at Big Lorraine, which is a few miles east of my house in my hometown, so I've gone there to look at the project. It's a great idea to link this power through, but Muskrat Falls has some problems ahead of it. It has some safety issues when it comes to building a structure on clay, it has

M. Marchi : Je ne suis malheureusement pas un constitutionnaliste, et je ne voudrais pas vous donner une réponse hypothétique.

M. McCarthy : La seule chose que je peux dire, c'est que les marchés auxquels Hydro-Québec vend cette énergie figurent parmi ceux qui ont les prix les plus élevés en Amérique du Nord. Indépendamment de la Constitution, la Nouvelle-Angleterre est...

La sénatrice Ringette : Voilà pourquoi la société d'État ne vend pas à d'autres provinces. Cet obstacle constitutionnel l'obligerait à vendre l'électricité au Nouveau-Brunswick ou en Ontario au prix que payent les consommateurs québécois.

M. McCarthy : Oui. C'est bien, mais...

M. Marchi : Je vais examiner la question. Le phénomène n'avait pas été porté à mon attention, mais je vais m'y attarder étant donné que vous l'avez signalé.

Le sénateur MacDonald : Je vous remercie de vos exposés d'aujourd'hui. Mes questions s'adresseront surtout à M. Toner, de Nova Scotia Power Inc.

J'aimerais toutefois soulever quelques points à l'attention de M. Marchi. J'ai pris connaissance de vos recommandations, et je trouve la plupart d'entre elles censées. Elles sont assez raisonnables, sauf la première, qui vise à fixer un prix du carbone pour l'ensemble de l'économie nord-américaine, ce qui serait selon moi une grave erreur pour le pays. À l'instar de nombreux Néo-Écossais, je ne suis pas un ardent défenseur de Nova Scotia Power Inc., mais la façon dont la société a géré ses ressources ces dernières années est préférable — elle a évité de se défaire des sources peu coûteuses jusqu'à ce que les nouvelles technologies aient fait leurs preuves et qu'il soit possible de passer des unes aux autres.

Nous avons entendu le témoignage d'Européens ces derniers jours. Là-bas, le prix de l'énergie a atteint des sommets. Vous avez parlé des politiques entourant le coût de l'énergie. La vérificatrice générale de l'Ontario affirme que la province a payé 37 milliards de dollars en trop à la suite de modifications apportées par le gouvernement ontarien à la production d'électricité. C'est une somme colossale. Pour que nos industries puissent demeurer concurrentielles et pour éviter une insuffisance de ressources énergétiques, je pense qu'il faut être très prudent lorsque nous remplaçons la production d'électricité libérant du carbone par une production sans émission. Nous devons agir de façon très responsable à ce chapitre.

La Nouvelle-Écosse est une des provinces où l'augmentation de la production énergétique est toujours refilée au consommateur. Peu importe quel en est le coût, c'est ce que les consommateurs vont payer. Nous en sommes très conscients.

Monsieur Toner, j'aimerais vous parler du projet de Muskrat Falls. La ligne de transmission arrive par Big Lorraine, à quelques kilomètres à l'est de ma résidence. Je suis donc allé voir le projet. C'est une excellente idée de relier cette ligne électrique, mais il y a certains problèmes relatifs à Muskrat Falls. Le projet comprend des enjeux de sécurité, puisqu'il est question de construire une

environmental issues when it comes to mercury, and it has some financial issues when it comes to cost overruns. I know that Nova Scotia Power Inc. is basing a lot of its future management of power on the ability to get this green power from Newfoundland. There may be some delay in getting that power and we don't know how much it will cost.

I'm a big believer in using natural gas in the transition from coal as opposed to rushing head-long into renewables. I would like your response to that as somebody who works for Nova Scotia Power Inc.

Atlantic Canada has 222 TCF of gas not being tapped into, both on land and coal-bed methane. Should we be looking at a strategy in Atlantic Canada to make ourselves attractive to industry and keep our power costs reasonable by opening up technology to extract this gas and put it into use?

Mr. Toner: I will try to answer those concisely.

I will start with the Muskrat Falls maritime link. The piece we're building is the piece that is the transmission line — the cable undersea — and that's on target and under budget. That will create a link to Newfoundland. They will continue to finish their transmission responsibilities. That will link the area of Muskrat Falls, which is not far from Upper Churchill, where there could be a linkage.

They have access, perhaps at some cost, to other means to meet their contractual responsibilities with us. But we have a solid agreement. We believe that once they are able to look at all of their issues there that they will eventually get that project moving.

Yes, we've built that in such a way that it's an important component for us, but there are other sources that we could temporarily obtain — low-carbon or no-carbon energy. We're going to be able to meet our responsibility to our consumers in Nova Scotia.

Gas has been important to us. We have built a gas-fired station in Tufts Cove at Dartmouth. We own the LNG terminal pipeline out of Saint John, and we have been a participant in that. We continue to look at opportunities in natural gas, coming from New England and Atlantic Canada sources.

Yes, that and other sources could be a part of it. Our solution has been to have a portfolio where we're not blessed with any one resource being huge; we have a lot of things. We're looking at tidal, wind, biomass, a little bit of oil but mostly gas, a little bit of

structure sur de l'argile, des enjeux environnementaux, en ce qui a trait au mercure, de même que des préoccupations financières relatives aux dépassements des coûts. Je sais que Nova Scotia Power Inc. mise beaucoup sur sa capacité à puiser dans cette énergie verte de Terre-Neuve pour sa gestion future de l'électricité. Il pourrait y avoir des retards dans le projet, et nous ignorons quel en sera le coût.

Je crois fermement qu'il faut avoir recours au gaz naturel pour faire la transition et se départir du charbon, plutôt que de s'empresser d'adopter des énergies renouvelables. J'aimerais connaître la réponse d'une personne qui travaille chez Nova Scotia Power Inc.

Le Canada atlantique a 222 billions de pieds cubes de gaz naturel non exploités, dans le sol et sous forme de méthane de houille. Devrions-nous mettre en place une stratégie dans la région pour attirer l'industrie et maintenir des coûts énergétiques raisonnables, et ouvrir la porte à une technologie permettant d'extraire ce gaz naturel et de l'utiliser?

M. Toner : Je vais tenter de répondre brièvement à vos questions.

Je vais commencer par la ligne de transmission sous-marine de Muskrat Falls. Pour notre part, nous nous occupons de la ligne de transmission, à savoir le câble immergé, et ce volet respecte la cible et le budget. C'est ce qui assurera la liaison avec Terre-Neuve. La province continuera quant à elle à assumer ses responsabilités relatives aux lignes de transmission qui relieront la région de Muskrat Falls, qui n'est pas très loin de haut Churchill, où il pourrait y avoir une ligne.

La province a d'autres moyens de respecter ses responsabilités contractuelles à notre égard, peut-être moyennant certains frais. Mais nous avons une entente solide. Nous croyons que la province finira par faire avancer le projet dès qu'elle aura examiné tous ses enjeux.

Nous avons bel et bien prévu que cette source d'approvisionnement serait importante pour nous, mais nous pourrions temporairement avoir recours à d'autres sources d'énergie à faibles émissions de carbone ou sans émission. Nous serons à la hauteur de nos responsabilités à l'égard des consommateurs de la Nouvelle-Écosse.

Le gaz naturel a été un volet important pour nous. Nous avons construit une centrale alimentée au gaz à Tufts Cove, à Dartmouth. Nous possédons aussi un terminal de pipeline de gaz naturel liquéfié à Saint John, et nous participons à cette industrie. Nous continuons à guetter les occasions d'approvisionnement en Nouvelle-Angleterre et au Canada atlantique.

D'autres sources pourraient aussi être exploitées. Notre solution passe par un portefeuille énergétique dans lequel aucune ressource n'est dominante; nous avons un grand nombre de sources d'approvisionnement. Il y a l'énergie marémotrice et

coal and imports. That's the solution we have taken, and we've been successful for the 34 years I've been with the company to always meet our obligations in a cost-effective way.

I agree that there are other alternatives we could explore, but there are costs and political and social challenges to that. We are open to that.

Senator Patterson: First of all, I want to say how pleased I was about your recommendation about lighting up the North — bringing first-class power to our Northern and indigenous communities. Nunavut is an exception in the absence of ways to reduce gas emissions, totally dependent on diesel.

Then, you have this recommendation about setting an economy-wide North American carbon price. The premiers just met in Dawson City and reiterated their stance against a carbon tax, saying that it will disproportionately affect Northern residents. The premiers say: "We already pay a carbon tax because we buy most of our goods from Ontario and Quebec, and it's already embedded in what we do. In Vancouver, the premiers and the Prime Minister agreed we should transition to a broad suite of measures that will include pricing carbon, but they didn't say it had to be.

So I guess my first question is: Would you agree that setting a carbon price is not effective in any form, is not an effective tool in the North, where carbon pricing won't be an incentive to go into alternative energy because, right now, there aren't any alternative energy sources?

Mr. Marchi: First, we've been saying, in terms of lighting up the North, when people say, "Yes, but Mr. Marchi, that's hugely expensive," I say, "Yes, but, as Mr. Trudeau would say, it's 2016, and, the last time I checked, the North was still part of Canada. There are still obligations on the part of Canadian governments." Way back when, we lit up the cities and then we extended that to the rural area. We feel it's now time to complete that triangle and light up the North properly.

Second, on carbon price, we feel like many other sectors, a carbon price that governments fix, with broad-based applicability — that's why we say economy-wide — with looking to our friends to the South because we don't want our companies hurt on the altar of a carbon price, with the flexibility as well to accommodate regional sensitivities, as you speak of, to the North. We think a carbon price well done can be a good signal, senator, to innovation, to investment and to linking, hopefully, to aspirations that Canadians have of cleaner water and cleaner

éolienne, la bioénergie, un peu de pétrole, mais surtout du gaz naturel, et un peu de charbon et d'importations. C'est la solution que nous privilégions, et nous avons toujours réussi à respecter nos obligations de façon rentable au cours des 34 années où j'ai été dans l'entreprise.

Je conviens que nous pourrions explorer d'autres solutions, mais des coûts et des enjeux politiques et sociaux y sont associés. Nous y sommes ouverts.

Le sénateur Patterson : Pour commencer, je tiens à dire à quel point j'étais ravi que vous recommandiez d'éclairer le Nord et d'acheminer une énergie de première qualité à nos collectivités nordiques et autochtones. Le Nunavut, qui dépend entièrement du diesel, est le seul territoire dans lequel il est impossible de diminuer les émissions de gaz à effet de serre.

Vous recommandez ensuite de fixer un prix du carbone pour l'ensemble de l'économie nord-américaine. Les premiers ministres viennent de se rencontrer à Dawson, et ils ont réaffirmé leur position contre une taxe sur le carbone, disant qu'elle aurait une incidence démesurée sur les habitants du Nord. Les premiers ministres affirment que la population paie déjà une taxe sur le carbone étant donné que la plupart des marchandises sont achetées en Ontario et au Québec, et qu'une telle taxe est déjà comprise dans leurs activités. À Vancouver, les premiers ministres des provinces et le premier ministre canadien ont convenu qu'il faut passer à diverses mesures, y compris à une tarification du carbone, mais personne n'a dit que c'était obligatoire.

Je suppose donc que ma première question est la suivante : seriez-vous d'accord pour dire que la tarification du carbone n'est aucunement efficace, peu importe sa forme, et surtout pas dans le Nord, où une telle tarification n'incitera personne à adopter une énergie de remplacement étant donné qu'il n'y a pas d'autres sources d'énergie à l'heure actuelle?

M. Marchi : Tout d'abord, voici ce que nous affirmons en ce qui concerne l'éclairage du Nord. Lorsque les gens me disent que le coût sera exorbitant, je leur réponds que c'est vrai, mais nous sommes en 2016, comme M. Trudeau le dirait, et il me semble bien que le Nord fasse encore partie du Canada. Les gouvernements canadiens ont encore des obligations à l'égard de ces collectivités. À l'époque, nous avons commencé par éclairer les villes, après quoi nous avons prolongé les installations jusqu'aux régions rurales. Nous pensons que le temps est venu de boucler la boucle et d'éclairer adéquatement le Nord.

Deuxièmement, en ce qui a trait au prix du carbone, nous et bien d'autres secteurs avons l'impression qu'un prix du carbone fixé par les gouvernements, dont l'application serait vaste — voilà pourquoi nous parlons de l'ensemble de l'économie —, et qui tiendrait compte ce que font nos voisins du Sud... Nous ne voulons pas que nos entreprises soient durement touchées par un prix du carbone, et il faut aussi permettre la souplesse nécessaire pour s'adapter aux disparités régionales, notamment dans le Nord. Sénateur, nous sommes d'avis qu'un prix du carbone bien

air in a cleaner environment. We think there is a way to do that, but we need to do it well because, if we do it badly, it's going to hurt us.

Martin wanted to jump in to answer part of your question.

Mr. Kennedy: I would just emphasize, senator, that we should never conflate North American carbon price with a federal carbon tax. I think there is a common thematic between the Nova Scotia presentation and my own in that we have, in some cases, very robust provincial carbon plans, some that include tax mechanisms and others that include other expenditures. We should be looking at their equivalency against some backstop or standard federally. If there is a role for the federal government to step in where plans are inadequate, that's all well and good. But where the provincial plans are sufficient and make an adequate contribution to achieving national goals, there isn't a need to pancake on top of that an additional tax. The idea that we should price carbon and should make a judgement about the equivalency between jurisdictions as to the investments and mechanisms they've made is a fair proposition. Layering a federal carbon tax on top of these provincial actions may not be necessary and may even be counterproductive.

Senator Patterson: Thank you very much for that.

I was also thrilled to hear your suggestion, Mr. Marchi, that infrastructure money should be used in transformational projects. What we have been hearing is: Use infrastructure to shorten commuter times and build transit in urban centres.

You mentioned our energy study. Thank you. We looked at connecting to the North American grid — there is a possibility in Manitoba and probably Saskatchewan — or taking advantage of our hydro resources. We have, as you said, a very small population base to pay for that infrastructure.

How do we figure out what these transformational projects are? Is this where the national strategy comes in? I think our committee kind of said, "Well, it looks like hydro might have potential. It looks like connecting to the grid might have potential, but they have to be viable.

What's the mechanism for Canada to determine how it invests effectively, as you have said, in the rural regions and my region, Northern Canada?

Mr. Marchi: Certainly, one place, as you said and as Senator Ringuette mentioned, is a Canadian Energy Strategy. Now that the federal-provincial relations button has been reset somewhat, that doesn't mean it's going to be a love in — never has been;

fait peut envoyer un bon signal en matière d'innovation et d'investissements, et j'ose espérer qu'une telle mesure peut satisfaire les aspirations des Canadiens en matière d'assainissement de l'eau, de l'air et de l'environnement. Nous croyons qu'il existe un moyen d'y arriver, mais nous devons bien faire les choses, sans quoi une telle taxe nous ferait certainement du tort.

Martin souhaite intervenir.

M. Kennedy : Sénateur, je tiens simplement à souligner qu'il ne faut pas confondre un prix du carbone nord-américain avec une taxe fédérale sur le carbone. Je trouve qu'il y a un thème commun entre la présentation de Nova Scotia Power Inc. et la mienne, étant donné que nous avons des plans provinciaux très dynamiques en matière de carbone, dont certains comprennent des mécanismes fiscaux et d'autres prévoient certaines dépenses. Nous devrions examiner leur équivalence par rapport à certaines mesures d'appui ou normes fédérales. Si le gouvernement fédéral doit intervenir lorsque les plans font défaut, c'est parfaitement raisonnable. Mais si les régimes provinciaux sont suffisants et contribuent adéquatement à la réalisation des objectifs nationaux, il n'est pas nécessaire d'ajouter le tout d'une taxe supplémentaire. Il serait raisonnable d'instaurer une tarification du carbone et d'évaluer les équivalences entre les instances quant aux investissements et aux mécanismes déjà en place. L'ajout d'une taxe fédérale sur le carbone en plus de ces mesures provinciales n'est peut-être pas nécessaire et pourrait même s'avérer contre-productif.

Le sénateur Patterson : Je vous remercie infiniment de votre réponse.

Monsieur Marchi, j'étais également ravi de vous entendre proposer que les fonds d'infrastructure doivent servir à des projets transformationnels. On entend souvent que ces fonds doivent permettre d'abrèger le temps de transport et d'intégrer le transport aux centres urbains.

Vous avez mentionné notre étude sur l'énergie, et je vous en remercie. Nous avons examiné la possibilité de relier les collectivités au réseau nord-américain — c'est possible au Manitoba et probablement en Saskatchewan aussi — ou de miser sur nos ressources hydroélectriques. Comme vous le dites, il y a très peu d'habitants pour payer de telles infrastructures.

Comment allons-nous déterminer ce qui constitue un projet transformationnel? Est-ce là où la stratégie nationale intervient? Je pense que notre comité a dit en quelque sorte que l'hydroélectricité pourrait être une solution, de même que le branchement au réseau, mais que toute solution doit être rentable.

Quel mécanisme permet au Canada de déterminer comment investir les fonds efficacement, comme vous l'avez dit, dans les régions rurales ainsi que dans ma région, le Nord du Canada?

M. Marchi : La Stratégie canadienne de l'énergie est bel et bien une solution, comme la sénatrice Ringuette et vous l'avez dit. Les relations fédérales-provinciales se sont en quelque sorte améliorées, même si ce n'est pas l'amour fou — cela n'a jamais

never will be — but the collaboration and the cooperation on those big national endeavours are crucial. One of the outgrowths of having that collaboration and an energy strategy is to address the needs of our country and to define what the answers to those needs are, either through policies or transformational projects.

What I can tell you, senator, is what we're doing in that regard in addressing that gap that I talked about between regulators telling us no and governments saying, "Why aren't you doing it?" We've identified a number of key departments. We're bringing a number of key members. With us, we're bringing a number of those transformational projects, and we're having a round table with those departments, with our members, with the projects, so that we can have that discourse and, hopefully, have a meeting of the minds and look to Budget 2017 and beyond to begin to fund those transformational projects. That's what we're doing.

Senator Patterson: Great stuff.

Senator Johnson: Thank you for your very good comments this morning.

I was reading your recommendations. Senator Patterson touched briefly on lighting up the North. I'm very interested in the trilateral issue — Canada, U.S. and Mexico. There are several comments in your booklets about it. Coming from Manitoba where we have a lot of Northern indigenous communities, I'm particularly interested in your recommendation about encouraging Canada, U.S. and Mexico to ensure that action on clean energy solutions to remote and indigenous communities features prominently in the next phase of trilateral cooperation. Could you tell us more about that? As chair of the Canada-US Inter-Parliamentary Group, I'm in Washington a lot, and this is always an issue that we address, particularly the Mexican piece now because they're meeting so much of everything. It's almost not Canada-U.S. anymore; it's Canada-U.S-Mexico in all the things we discuss.

Mr. Marchi: Thank you, senator. We were invited by the Government of Canada to address the trilateral meeting of energy ministers from the three countries in your hometown of Winnipeg in February, and the ministers said, "Look, Marchi, can you identify cross-border electricity opportunities that would provide some ideas for where we can work?" We were gratified to have been invited, and we tried to identify some of those opportunities. Then we said, "Why don't we also try to build that into a report so that it can inform this discourse because there is momentum behind this agreement?" The Prime Minister had it in his platform — one sentence — and, now, we think that one sentence could be pretty powerful. We think it's a smart way to proceed, particularly post-COP21, in looking to harmonize, with the United States and with Mexico, our clean energy and clean

été le cas, et ce ne le sera jamais —, mais la collaboration et la coopération sont essentielles à la réalisation de ce genre d'entreprises nationales d'envergure. Une telle collaboration et une stratégie énergétique permettent notamment de répondre aux besoins de notre pays et de trouver comment y arriver, que ce soit par l'intermédiaire de politiques ou de projets transformationnels.

Sénateur, je peux vous dire ce que nous faisons pour combler cette lacune dont j'ai parlé entre les organismes de réglementation qui nous disent non et les gouvernements qui nous demandent pourquoi nous n'allons pas de l'avant. Nous avons mis le doigt sur un certain nombre de ministères déterminants, et nous mettons à contribution un certain nombre d'intervenants clés. Nous proposons plusieurs projets transformationnels, et nous organisons une table ronde avec ces ministères et nos membres afin de discuter des projets. Si tout va bien, nous pourrions ainsi parvenir à un accord de volonté, puis nous tourner vers le budget de 2017 et plus loin encore afin de commencer à financer ces projets transformationnels. Voilà ce que nous faisons.

Le sénateur Patterson : Excellent.

La sénatrice Johnson : Je vous remercie de vos excellentes remarques ce matin.

J'ai lu vos recommandations. Le sénateur Patterson a brièvement abordé le sujet de l'éclairage du Nord. Pour ma part, je m'intéresse beaucoup à la question trilatérale entre le Canada, les États-Unis et le Mexique. Il y a plusieurs commentaires à ce sujet dans vos publications. Étant donné que je viens du Manitoba, où se trouve un grand nombre de collectivités autochtones nordiques, je m'intéresse particulièrement à votre recommandation encourageant le Canada, les États-Unis et le Mexique à faire en sorte que l'adoption de solutions énergétiques propres pour les collectivités autochtones et éloignées occupe une place importante dans la prochaine phase de la collaboration trilatérale. Pourriez-vous nous en dire plus à ce sujet? Je vais souvent à Washington en tant que présidente du Groupe interparlementaire Canada-États-Unis, et c'est une question que nous abordons toujours, surtout en ce qui a trait au Mexique étant donné que le pays a de tout. Ce n'est plus vraiment entre le Canada et les États-Unis; tout ce dont nous discutons se passe désormais entre le Canada, les États-Unis et le Mexique.

M. Marchi : Merci, sénatrice. Le gouvernement du Canada nous a invités à parler de la réunion trilatérale des ministres de l'Énergie des trois pays qui a eu lieu en février à Winnipeg, votre ville, et les ministres m'ont demandé d'explorer des possibilités transfrontalières ayant trait à l'électricité pour leur donner des idées d'endroits à cibler. Nous étions ravis de l'invitation, et nous avons tenté de relever certaines de ces possibilités. Nous avons ensuite proposé d'intégrer le tout à un rapport afin d'éclairer les discussions, compte tenu de l'élan qui accompagne l'accord. Le premier ministre fédéral l'avait prévu à sa plate-forme électorale en une phrase, et nous pensons maintenant que cette simple phrase pourrait être très puissante. Nous trouvons qu'il s'agit d'une façon judicieuse de procéder, surtout après la 21^e Conférence des parties à la Convention-cadre des Nations

environment ideas. For example, we deal very much with the United States. We have a sister organization. But we don't have a sister organization in Mexico, and we should, from a North American perspective.

The recommendation you pointed to is to identify that our three countries all have remote areas and ask what we can do, collectively, to address that and maybe leverage the synergies that we each bring to the table.

So we are hopeful that, at the "three amigos" summit on June 29, they can have it advanced enough to sign. I do not know where it's at in the internal policy discussions, but we are a big fan of a North American agreement. Recommendation No. 10 also speaks to consultation because we say, "Look, we really have to do this with industry. So don't just tell us about things that are getting done or that you want to get done. Let's engage together because it is really about a partnership. Governments set the ambitions, and industry has to meet them.

We're looking forward to that and we are happy to be at any table. We also sent you a copy of that report because I recognize your leadership on the Canada-U.S. front, and we think this is a very timely and topical discussion piece.

Senator Johnson: I've been interested with the way that Canada has brought so much to the table in terms of the ideas and recommendations vis-à-vis our trilateral. I know Mexico really appreciates it. They've been extremely interested in talking to us about many of these things. I'm sure, in terms of especially the northern piece, with the U.S. now chairing the Arctic Council and all the things that are happening, they have finally really kicked in there, too.

Mr. Marchi: I've met with both the U.S. ambassador and the Mexican ambassador. Speaking for Mexico, he is particularly energized, if I can use that word, on this agreement. He is a big booster.

Senator Johnson: Thank you very much.

Senator Mockler: A notable omission in your presentation — and I'd like to have your comment on it, Mr. Marchi — is nuclear production. Do you have any comments on that, especially coming from New Brunswick, where CANDU has been successful?

Unies sur les changements climatiques. L'objectif est d'harmoniser nos idées en matière d'énergie propre et de protection de l'environnement avec celles des États-Unis et du Mexique. Par exemple, nous échangeons beaucoup avec les États-Unis. Nous avons là-bas une organisation sœur, mais pas au Mexique, alors que ce devrait être le cas d'un point de vue nord-américain.

La recommandation que vous avez invoquée vise à reconnaître que les trois pays ont des régions éloignées, et à se demander quoi faire collectivement pour régler le problème et peut-être exploiter les synergies qui se dégagent de chaque pays.

Nous espérons donc qu'à la rencontre des trois amigos, le 29 juin, ce sera assez avancé pour qu'il puisse y avoir une signature. Je ne sais pas où en sont rendues les discussions sur les politiques internes, mais nous sommes très favorables à un accord nord-américain. La recommandation n° 10 porte aussi sur la consultation. En effet, nous sommes d'avis qu'il faut vraiment le faire, en collaboration avec l'industrie. Il ne s'agit pas simplement de nous dire qu'il y a des progrès ou qu'il faut avancer. Il faut travailler ensemble, parce qu'il s'agit essentiellement d'un partenariat. Les gouvernements établissent les objectifs et l'industrie doit les atteindre.

Nous attendons cela avec impatience et nous serons heureux de participer à n'importe quelle discussion. Nous vous avons également envoyé un exemplaire de ce rapport, car je reconnais le rôle de chef de file que vous jouez dans les discussions Canada-États-Unis. Nous considérons qu'il s'agit d'un rapport pertinent et d'actualité.

La sénatrice Johnson : J'ai suivi avec intérêt la contribution remarquable du Canada aux négociations trilatérales grâce à ses idées et à ses recommandations. Je sais que le Mexique les a accueillies très favorablement et que les Mexicains ont manifesté un grand intérêt pour la tenue de discussions avec nous sur bon nombre de ces enjeux. Je suis certaine que les États-Unis jouent enfin un rôle accru à cet égard, surtout en ce qui concerne le Nord, étant donné que les États-Unis assurent maintenant la présidence du Conseil de l'Arctique et compte tenu de tout ce qui se passe.

M. Marchi : J'ai rencontré l'ambassadeur des États-Unis et l'ambassadeur du Mexique. Je dirais que l'ambassadeur du Mexique est particulièrement enthousiaste — si je puis m'exprimer ainsi — au sujet de cet accord. Il est un ardent promoteur.

La sénatrice Johnson : Merci beaucoup.

Le sénateur Mockler : J'ai relevé une importante omission dans votre exposé et j'aimerais avoir vos commentaires à ce sujet, monsieur Marchi; vous ne parlez pas de la production d'énergie nucléaire. Avez-vous des commentaires à ce sujet, en particulier du point de vue du Nouveau-Brunswick, une province où le réacteur CANDU a connu du succès?

Mr. Marchi: Gaëtan Thomas, the CEO of NB Power, constantly reminds me of that. If I omitted it, it's not because I'm afraid of it. We believe in nuclear. We believe it should be a healthy part of the mix. We all know that nuclear is a very expensive proposition that needs critical mass in terms of size of town or community.

We also recognize that, in the political discourse, nuclear is one of those issues that sometimes makes people run for the exit. We saw what happened in Germany after the Japanese earthquake, where they went from one extreme to the other, and now they are burning more coal. And guess what? Kids are bringing puffers to school a little more than they used to.

We also believe that Canadians in that discourse should judge the Canadian nuclear activities from their record and not necessarily judge them based on what happens elsewhere. If you look at the nuclear record in Canada, it has been impeccable, and I think that they deserve some benefit of the doubt.

We support nuclear in the mix. We think it's a part of moving to a cleaner environment, for sure. Between that and hydro, I think we're blessed, as well as renewables.

Senator Mockler: My last question is for Mr. Toner. Would you support a second nuclear plant in Atlantic Canada?

Mr. Toner: In Nova Scotia we have laws that say we can't build it and operate it. As I mentioned earlier, with the ongoing and growing cooperation we have with NB Power, we're pleased that they run a very efficient unit there. If it appears that that's the next thing that should be built in the region, we would obviously be open to that.

Senator Mockler: You said, Mr. Toner, that we should not create additional burdens. Could you explain to us what burdens you don't want government to create?

Mr. Toner: Mr. Kennedy touched on it as well. We believe that we are already taking measures that cost us money and that have been passed on to our ratepayers and are achieving the actual goals that have been set out by both our provincial government and, through equivalency, by the federal government.

For example, if we were to have an additional carbon tax on top of what we're doing, we don't believe it will change the behaviour significantly unless the tax was enormous. We think we have been more efficient in having legislation in our province — a bit painful initially, but once we understood how to make that work successfully, we have certainty so we can invest. We have

M. Marchi : M. Gaëtan Thomas, le chef de la direction d'Énergie NB, me le rappelle constamment. Si j'ai omis cet aspect, ce n'est pas en raison de craintes quelconques. Nous sommes favorables à l'énergie nucléaire et nous croyons qu'elle devrait faire partie de l'équation. Nous savons tous que l'énergie nucléaire est une solution extrêmement coûteuse qui n'est applicable qu'aux villes ou aux collectivités d'une certaine taille.

Nous reconnaissons également que sur le plan politique, l'énergie nucléaire est l'un des enjeux dont les gens veulent parfois éviter de parler à tout prix. Nous avons vu ce qui s'est produit en Allemagne après le séisme au Japon. Le pays est passé d'un extrême à l'autre et brûle désormais plus de charbon. Savez-vous ce qu'on observe? De plus en plus de jeunes apportent un inhalateur à l'école.

Nous croyons aussi que par rapport à la question du nucléaire, les Canadiens devraient juger des activités nucléaires canadiennes en fonction du bilan de l'industrie plutôt qu'en fonction de ce qui se passe ailleurs. Le bilan du secteur nucléaire au Canada est impeccable et je pense qu'il faut lui accorder le bénéfice du doute.

Nous sommes favorables à l'inclusion du nucléaire dans l'équation. Il ne fait aucun doute pour nous qu'il a un rôle à jouer dans le passage à un environnement plus sain. Je pense que nous avons la chance de pouvoir miser sur cette énergie, sur l'hydroélectricité et les énergies renouvelables.

Le sénateur Mockler : Ma dernière question s'adresse à M. Toner. Êtes-vous favorable à une deuxième centrale nucléaire au Canada atlantique?

M. Toner : En Nouvelle-Écosse, des lois interdisent la construction et l'exploitation de telles centrales. Comme je l'ai indiqué plus tôt, nous avons une collaboration continue et croissante avec Énergie NB et nous sommes heureux qu'elle exploite une centrale très efficace. Évidemment, nous serions ouverts à l'idée s'il s'avérait que la prochaine centrale à construire dans la région devait être une centrale nucléaire.

Le sénateur Mockler : Monsieur Toner, vous avez indiqué que nous ne devrions pas créer des fardeaux supplémentaires. Pourriez-vous nous dire quels seraient les fardeaux que le gouvernement devrait éviter de créer, selon vous?

M. Toner : M. Kennedy en a également parlé. Nous croyons que nous avons déjà pris des mesures qui nous coûtent de l'argent, et ces coûts ont été refilés aux consommateurs. Ces mesures permettent d'atteindre les objectifs fixés par notre gouvernement provincial et, par l'intermédiaire d'accords d'équivalence, par le gouvernement fédéral.

À titre d'exemple, nous sommes d'avis qu'ajouter une taxe supplémentaire sur le carbone aux mesures que nous avons déjà prises n'entraînerait pas un changement important des habitudes de consommation, sauf si cette taxe était extrêmement élevée. Selon nous, l'adoption d'une loi dans nos provinces s'est avérée plus efficace. Cela a certes été difficile au début, mais une fois que

invested, not just in our own facilities but in IPPs and other means, imports. We are not trying to solve it all ourselves, and in fact we're trying to solve it together in our region.

We think we are already doing what is asked, so additional penalty would seem to be something we pass on to the consumers and would not add a lot of benefit.

The Chair: Thank you. I have one quick question, and if you don't have the answer you can actually provide it to the clerk, please.

You said that you would need \$350 billion over the next 20 years, if I remember correctly.

Mr. Marchi: Yes, starting in 2010, actually.

The Chair: What would that do to rates, on average? I don't always like averages, but what would that do to rates, on average, across the country if you use that \$350 billion? If you have an answer now, that would be great. If you don't, you can certainly get back to us with that.

Mr. Marchi: I think I will get back to you, but I also don't want to skirt perhaps part of the question that says: Will there be a higher cost passed on? The answer is yes. It speaks to the reliable electricity Canadians have come to rely on. Ultimately, the buck stops with the consumers. The question is cost married with value; is it a value proposition worth doing?

The other thing is: What are the costs of not investing the way The Conference Board of Canada — that's not our number, by the way. The Conference Board of Canada did a study and calculated the 350. The flip question is what happens if we don't invest? I can tell you what's going to happen in 20, 30 years. There will be more blackouts and more brownouts and less reliability. It is kind of a two-dimensional question, but I don't have the numbers about the predictability.

Devin, do you?

Mr. McCarthy: Yes, I believe so. The National Energy Board, in 2013, estimated that rates across Canada — so the average scope — would go up by 20 per cent, 2013 to 2035, so about a per cent per year over the span of this.

The Chair: I would like you to double-check that and make sure you're comfortable with it. I understand about not doing it. I'm not saying we don't do it. This committee is not here to say that at all. I think we understand the problem and the issues quite

nous avons compris comment réussir à la mettre en œuvre, nous avons obtenu une certitude qui nous permet d'investir. Nous avons investi, pas seulement dans nos propres installations, mais aussi chez les principaux producteurs indépendants d'énergie, notamment, et dans les importations. Nous n'essayons pas de tout régler par nous-mêmes; en fait, nous essayons de le faire grâce à la collaboration dans notre région.

Nous considérons que nous faisons déjà ce qu'on attend de nous. Par conséquent, tout fardeau supplémentaire serait certainement refile à aux consommateurs et ne comporterait pas beaucoup d'avantages.

Le président : Merci. J'ai une brève question, et si vous n'avez pas la réponse, je vous prierais de l'envoyer à la greffière.

Vous avez indiqué que vous aurez besoin de 350 milliards de dollars pour les 20 prochaines années, si je me souviens.

M. Marchi : Oui; à partir de 2010, en fait.

Le président : Quelle serait l'incidence sur la tarification, en moyenne? Je n'aime pas nécessairement les moyennes, mais si vous utilisez ces 350 milliards de dollars, quelle sera leur incidence sur la tarification, en moyenne, dans l'ensemble du pays? Si vous pouvez répondre maintenant, ce serait formidable. Sinon, vous pourriez nous la fournir plus tard.

M. Marchi : Je devrais sans doute vous revenir là-dessus. Toutefois, je ne veux pas esquiver la partie de la question qui vise à savoir si cela entraînera un coût plus élevé pour le consommateur. La réponse est oui. C'est lié aux attentes des Canadiens à l'égard d'une source fiable d'électricité. En fin de compte, ce sont les consommateurs qui paient. La question est de savoir si le coût représente des avantages, si la solution est avantageuse.

L'autre aspect est de savoir quelles seront les conséquences si nous ne faisons pas les investissements proposés par le Conference Board du Canada; ce n'est pas notre chiffre, en passant. Le Conference Board du Canada en est arrivé au chiffre de 350 milliards au terme d'une étude. La question de savoir ce qui se passera si nous n'investissons pas. Je peux vous dire ce qui se passera dans 20 ans, dans 30 ans. Il y aura une augmentation du nombre de pannes généralisées et de pannes localisées; le réseau sera moins fiable. C'est en quelque sorte une question liée à deux volets, mais je n'ai pas de données sur la prévisibilité.

Devin, les avez-vous?

M. McCarthy : Oui, je crois. En 2013, l'Office national de l'énergie a estimé que la tarification dans l'ensemble du Canada — c'est donc une moyenne — augmenterait de 20 p 100 de 2013 à 2035, ce qui représente environ 1 p. 100 par année au cours de cette période.

Le président : Je vous demanderais de vérifier ce chiffre, pour que vous n'ayez aucun doute à ce sujet. Je comprends les conséquences de ne pas le faire. Je ne dis pas que nous ne devrions pas le faire. Ce n'est pas l'avis du comité. Je pense que nous

well. I would just like to know what those costs are, or what those costs would be to the end consumer. That happens to be Fred and Martha who actually pay the bill at the end of day.

Mr. Marchi: The bill today, on average — Statistics Canada — is \$3.59. It's cheaper than the United States, cheaper than Europe. \$3.59 for something indispensable, we think we have it pretty good.

The Chair: And we do. We heard from Germany. They're only at about 43 cents for the average household. Denmark, the other one that's held up all the time, is about the same rate. We understand that. They are not so great over there. We are great here, and we appreciate that. We know that. We just want to know what those costs would be.

Thank you very much for your presentations and answers. We appreciate that.

For the second part of our meeting, we are continuing our study on the effects of transitioning to a low-carbon economy. I am pleased to welcome, from the Canadian Biogas Association, Jennifer Green, Executive Director; Kevin Matthews, Director; and Donald Beverly, Director.

Please proceed with your opening remarks and then we'll go to questions.

Jennifer Green, Executive Director, Canadian Biogas Association: Thank you, Mr. Chairman, and thank you to the committee for the opportunity to speak to you today about biogas as part of the solution to Canada's transition to a low-carbon economy.

You have introduced my chair and vice-chair. I will be providing our remarks and then we will look for questions that can be directed to the team as you wish.

The Canadian Biogas Association is the collective voice of Canada's biogas sector, developing the biogas industry to its fullest potential through capturing and processing organic materials to maximize the utility and value inherent within that material.

comprenons très bien le problème et les enjeux. J'aimerais simplement connaître les coûts, ou du moins savoir quels seraient les coûts pour le consommateur final. Il s'agit de savoir quelles seront les conséquences pour monsieur et madame Tout-le-monde, car ce sont eux, enfin de compte, qui paient la facture.

M. Marchi : Actuellement, selon Statistique Canada, cela représente un montant de 3,59 \$, en moyenne. C'est moins coûteux qu'aux États-Unis et en Europe. À 3,59 \$ pour quelque chose d'indispensable, je pense que nous nous en sortons plutôt bien.

Le président : C'est le cas, en effet. Nous avons entendu ce qu'il en est en Allemagne, où on parle d'environ 0,43 \$ pour le ménage moyen. L'autre pays où cela demeure élevé, le Danemark, a environ le même taux. Nous comprenons cela. La situation n'est pas idéale, là-bas. Nous nous en sortons bien, et nous en sommes conscients. Nous le savons. Nous voulons simplement savoir quels seront les coûts.

Merci beaucoup de vos exposés et de vos réponses. Nous vous en sommes reconnaissants.

Pour la deuxième partie de la réunion, nous poursuivons notre étude sur les effets de la transition vers une économie à faibles émissions de carbone. Nous avons le plaisir d'accueillir les représentants de la Canadian Biogas Association. Il s'agit de Mme Jennifer Green, la directrice générale, et de MM. Kevin Matthews et Donald Beverly, qui ont tous les deux un poste de directeur.

Veillez présenter votre exposé; ensuite, nous passerons aux questions.

Jennifer Green, directrice générale, Canadian Biogas Association : Merci beaucoup, monsieur le président. Nous remercions le comité de nous donner l'occasion de témoigner aujourd'hui pour parler du biogaz en tant que solution pour aider le Canada à effectuer la transition à une économie à faibles émissions de carbone.

Vous avez présenté le président et le vice-président présent de notre organisme. Je vais me charger de l'exposé; ensuite, c'est avec plaisir que nous répondrons à vos questions, et vous pourrez les poser à tout membre de l'équipe, comme bon vous semble.

La Canadian Biogas Association joue le rôle de porte-parole collectif du secteur canadien du biogaz et vise à aider l'industrie du biogaz à atteindre son plein potentiel grâce à la capture et à la transformation de matières organiques de façon à maximiser l'utilité et la valeur inhérente de ces matières.

Our members span the entire value chain of the sector and consist of farmers, municipalities and private sector owners and operators of biogas systems, technology suppliers and consultants, financial and learning institutions, utilities and waste industry and organic residual generators.

As part of our remarks, I aim to leave you with an understanding of three things: What biogas is and how it is used; how much biogas is currently being generated and what the potential is to address our need for low-carbon solutions; and lastly, how the biogas industry contributes to a low-carbon economy.

In the context of these discussions, Canada is tasked with reducing 300 million tonnes of CO₂ equivalent by 2030. Biogas is a proven and adaptable technology installed across the country in a variety of settings and sizes that has the potential of reducing 37 and a half million tonnes of CO₂ per year or capable of reaching over 10 per cent of Canada's GHG reduction target.

Biogas offers Canadians a multi-faceted solution to helping protect our environment by capturing methane, generating renewable energy sources and creating new and expanded economic opportunities. In order to get there, we need supportive policies and programs that enable carbon sources to be available and reused in a sustainable manner.

Biogas is a renewable source of methane gas, created when organic material breaks down in an oxygen-free environment. This biological process is referred to as anaerobic digestion. The main component of biogas is methane, also the key component of natural gas. Biogas can be upgraded to renewable natural gas, which is carbon-neutral and interchangeable with conventional natural gas.

The source material that forms biogas is carbon from organic materials. As shown on page 4 of your package, the *Canadian Biogas Study* summarizes these five sources of carbon from organic materials found in agriculture, such as livestock; manure and crop residues; residential or commercial source-separated organics, which is human food residuals either pre-consumer or post-consumer; landfills; and biosolids from waste water treatment.

Biogas offers the greatest opportunity to manage carbon sources, whether this is agricultural by-products, the processing of source-separated organic materials from residences or commercial businesses, or landfill gas recovery.

So how is biogas used? A biogas project can be highly specialized, utilizing one or more of these carbon sources, or designed as an integrated, multipurpose system, accepting and

Nos membres proviennent de l'ensemble de la chaîne de valeur de ce secteur. Ce sont des agriculteurs; des municipalités; des propriétaires et exploitants privés de systèmes de biogaz; des fournisseurs de technologie et de consultants en technologie; des institutions financières; les établissements d'enseignement, des services publics exploitants; des acteurs de l'industrie des déchets et des producteurs de produits résiduels organiques.

Mon exposé vise à vous faire comprendre trois choses. Premièrement, qu'est le biogaz, et quelle utilisation en fait-on? Deuxièmement, quelle quantité de biogaz génère-t-on actuellement et quel est son potentiel en tant que solution à faibles émissions de carbone? Troisièmement, quelle est la contribution de l'industrie du biogaz à l'économie à faibles émissions de carbone?

Dans le contexte de ces discussions, le Canada est tenu de réduire ses émissions de 300 millions de tonnes d'équivalent CO₂ d'ici 2030. Le biogaz est une technologie éprouvée et compatible qui est utilisée dans l'ensemble du pays dans différents contextes et à divers degrés. Le biogaz a le potentiel de réduire les émissions de CO₂ de 37,5 millions de tonnes par année, ce qui représente 10 p. 100 de l'objectif de réduction des GES du Canada.

Pour les Canadiens, le biogaz représente une solution polyvalente; il favorise la protection de notre environnement par la capture du méthane; il entraîne la création de sources d'énergie renouvelables, de nouveaux débouchés et l'élargissement des possibilités économiques. Pour y parvenir, il nous faut l'appui de politiques et de programmes qui favorisent l'optimisation de la disponibilité et de l'utilisation durable des sources de carbone.

Le biogaz est une source renouvelable de méthane produit par la décomposition de matières organiques dans un environnement dépourvu d'oxygène. On appelle ce processus biologique la digestion anaérobie. La composante principale du biogaz est le méthane, qui est également un élément clé du gaz naturel. Le biogaz peut-être raffiné pour en faire un gaz naturel renouvelable neutre en carbone pouvant se substituer au gaz naturel conventionnel.

Le biogaz est produit à partir de matières organiques. Comme vous le verrez à la page 4 du document, l'étude intitulée *Canadian Biogas Study* fait état de cinq sources de carbone dérivées des matières organiques issues de l'agriculture : le fumier provenant du bétail; les résidus de culture, les matières organiques de source résidentielle ou commerciale, c'est-à-dire les résidus de l'alimentation humaine avant consommation ou après consommation; les sites d'enfouissement et les biosolides provenant du traitement des eaux usées.

Le biogaz représente la solution idéale pour la gestion des sources de carbone, qu'il s'agisse de sous-produits de l'agriculture, de la transformation des matières organiques de source résidentielle ou commerciale triées à la source ou de la récupération des gaz d'enfouissement.

Comment utilise-t-on le biogaz? Un projet de biogaz peut être extrêmement spécialisé. On peut avoir une ou plusieurs sources de carbone ou avoir recours à un système intégré et multifonctionnel

processing multiple materials for a range of energy applications. As illustrated on the graphic on page 5, biogas produces renewable heat, electricity and pipeline quality gas that can be stored in a pipeline and used for transportation, household heating or industrial, commercial and institutional purposes.

The key takeaway is that biogas provides a closed loop opportunity for multiple businesses, extracting energy while recycling valuable nutrients.

In the case of transportation fuel, biogas can be upgraded to renewable natural gas. In the example of return to base fleets on page 6 of your package, the chart shows that switching to compressed natural gas results in emissions reductions of about 25 per cent from diesel or gasoline, with over 30 per cent price savings expressed in diesel litre equivalents.

Fuelling with compressed renewable natural gas results in emissions reductions of about 90 per cent from diesel or gasoline at approximately the same price. A blend of CNG, compressed natural gas, with 10 per cent RNG, renewable natural gas, results in emissions reductions of about 31 per cent and provides added benefits including using local resources, job creation and nutrient recycling. When blended at 10 per cent, renewable natural gas only adds about 5 cents per litre, and most of this cost is in distribution. There is no requirement today to blend renewable natural gas, hence the recommendation for a renewable fuel standard.

Today in Canada, there are well over 100 operating biogas projects generating renewable electricity and heat and close to a dozen renewable natural gas facilities across Canada.

The map of Canadian projects on page 7 illustrates the cluster of biogas development, producing either electricity or renewable natural gas, which is predominantly located in British Columbia, Ontario and Quebec. The variety of projects is being developed by farmers, municipalities and commercial private sector entities.

Anaerobic digestion technologies are proven, can develop in small footprints and function compatibly with existing operations, for example, on farms or waste water treatment plants. Biogas delivers energy when Canadians need it. It is a 24/7 source. Biogas is flexible, renewable power that can interface uniquely with a diverse energy mix. Biogas generates energy independent of weather and can produce renewable electricity or be stored in the natural gas infrastructure for a generation of combined heat and power hosts.

dans lequel on peut utiliser et traiter diverses matières pour ensuite les utiliser pour un éventail d'applications. Comme l'indique le graphique à la page 5, le biogaz est une source renouvelable de chauffage, d'électricité et de gaz naturel de qualité pipeline qui peut ensuite être utilisée dans les secteurs du transport, du chauffage domestique ou industriel ou encore à des fins commerciales et institutionnelles.

Il convient de souligner que pour de nombreuses entreprises, le biogaz peut être un système en boucle fermée qui leur permet de produire de l'énergie tout en recyclant des matières riches en nutriments.

Dans le cas du carburant utilisé dans les transports, le biogaz peut être transformé en gaz naturel renouvelable. Vous trouverez à la page 6 du document un exemple concernant les parcs de véhicules qui retournent périodiquement à leur base. Dans les graphiques, on voit que la conversion au gaz naturel comprimé entraîne une réduction d'environ 25 p. 100 des émissions par rapport au diesel ou à l'essence, ce qui représente une économie de plus de 30 p. 100 au diesel, en litres équivalents.

L'utilisation du gaz naturel comprimé renouvelable comme source de carburant entraîne une réduction des émissions d'environ 90 p. 100 par rapport au diesel ou à l'essence, pour à peu près le même prix. Un mélange de gaz naturel comprimé, ou GNC, et de 10 p. 100 de gaz naturel renouvelable — le GNR — permet de réduire les émissions d'environ 31 p. 100, mais comporte aussi d'autres avantages : utilisation des ressources locales, création d'emplois et recyclage des nutriments. Un mélange ayant une teneur de 10 p. 100 de gaz naturel renouvelable n'entraîne qu'une augmentation d'environ 5 ¢ le litre, surtout attribuable à la distribution. Actuellement, il n'existe aucune exigence quant à la teneur en gaz naturel renouvelable. C'est pourquoi nous recommandons une norme en matière de carburant de renouvelable.

Au Canada, on compte actuellement plus de 100 projets de biogaz en exploitation pour la production d'électricité renouvelable et de chauffage, et plus d'une dizaine d'usines de production de gaz naturel renouvelable réparties partout au pays.

La carte des projets canadiens que vous trouverez à la page 7 montre les centres névralgiques du secteur du biogaz. On y produit soit de l'électricité, soit du gaz naturel renouvelable. Ces centres sont concentrés en Colombie-Britannique, en Ontario et au Québec. Divers projets sont mis en œuvre par des exploitants agricoles, des municipalités et des entreprises du secteur privé.

Les technologies de digestion anaérobie sont des technologies éprouvées à empreinte écologique limitée; elles sont compatibles avec des installations existantes, comme les exploitations agricoles ou les usines de traitement des eaux usées, par exemple. Le biogaz permet aux Canadiens d'avoir de l'énergie lorsqu'ils en ont besoin; il s'agit d'une source accessible en tout temps. Le biogaz est une énergie souple et renouvelable dont la caractéristique unique est sa compatibilité avec diverses sources d'énergie. Le biogaz génère de l'énergie, peu importe les conditions climatiques.

Biogas in the form of renewable natural gas is an important addition to the portfolio of energy options available to biogas producers. RNG can be produced to meet all of the technical standards and requirements of conventional natural gas and therefore offers the same degree of versatility at the same time as using existing infrastructure.

On page 8, the *Canadian Biogas Study* found that all biogas derived from carbon sources together have the potential to meet about 3 per cent of Canada's natural gas demand, or 1.3 per cent of its electricity demand. This amount is estimated if all carbon sources are used.

Biogas reduces two critically important greenhouse gases — carbon dioxide and methane — as noted on page 9. Carbon dioxide emissions are reduced when biogas replaces fossil fuel use — for example, coal, diesel or natural gas — and methane is captured in the biogas process and is converted to energy.

The *Canadian Biogas Study* identified that all biogas sources have the potential to reduce Canada's GHG emissions by 37.5 million tonnes per year, the equivalent of taking 7.5 million cars off the road. This offers Canadians a solution that gets them over 10 per cent of the way to reaching a reduction of 300 million tonnes of CO₂ by 2030.

As was mentioned earlier, in transportation, RNG can reduce emissions by up to 90 per cent when compared to diesel or gasoline.

Looking at the potential for methane abatement in another way, page 10 illustrates conceptually all the areas where biogas can play a role in reducing carbon when compared to baseline conditions and practices in place today.

Under a framework of supportive policies and programs, in scenario one, biogas reduces the biogenic methane from fugitive landfill gas emissions. In scenario two, it reduces biogenic methane from the storage of livestock manure. In scenario three, it displaces the fossil-based CO₂ from natural gas combustion for electricity production, with carbon-neutral biogenic CO₂ from biogas-producing renewable electricity.

In scenario four, it displaces fossil-based CO₂ from natural gas combustion for heat production, with carbon-neutral biogenic CO₂ from biogas producing renewable heat. In the fifth scenario,

Il peut produire de l'électricité renouvelable et peut aussi être stocké dans les mécanismes d'alimentation en gaz naturel des systèmes de production de chauffage et d'électricité.

Le biogaz sous forme de gaz naturel renouvelable est un ajout important aux sources d'énergie offerte aux producteurs de biogaz. La production de GNR peut se faire de façon à satisfaire à toutes les normes techniques et à toutes les exigences du gaz naturel conventionnel. Le biogaz est donc tout aussi polyvalent et permet en même temps le recours aux infrastructures existantes.

À la page 10, toujours selon le document *Canadian Biogas Study*, on indique que l'ensemble du biogaz dérivé de sources de carbone pourrait satisfaire à environ 3 p. 100 de la demande en gaz naturel du Canada, ou à 1,3 p. 100 de la demande en électricité. Cette estimation vaut pour l'utilisation de toutes les sources de carbone.

Le biogaz permet de réduire les émissions de deux importants gaz à effet de serre, comme on l'indique à la page 9 : le dioxyde de carbone et le méthane. On obtient une réduction du dioxyde de carbone lorsqu'on utilise le biogaz pour remplacer les combustibles fossiles, comme le charbon, le diesel ou le gaz naturel, et lors de la capture du méthane pendant le processus de production du biogaz et de sa conversion en énergie.

L'étude a permis de découvrir que mises ensemble, les sources de biogaz ont le potentiel de réduire les émissions de GES du Canada de 37,5 millions de tonnes de CO₂ par année, ce qui correspond au retrait de 7,5 millions d'automobiles de la circulation. Pour les Canadiens, cette solution représente plus de 10 p. 100 de l'objectif de réduction de 300 millions de tonnes de CO₂ d'ici 2030.

Comme je l'ai indiqué plus tôt, l'utilisation du GNR dans le secteur du transport peut entraîner une réduction des émissions pouvant aller jusqu'à 90 p. 100 par rapport au diesel ou à l'essence.

On présente une autre façon d'aborder la réduction du méthane à la page 10, à l'aide d'un schéma qui illustre tous les secteurs où le biogaz peut avoir un impact sur la réduction des émissions de carbone comparativement aux conditions et aux pratiques actuelles.

Dans le cadre de politiques et de programmes de soutien, dans le premier scénario, le biogaz réduit le méthane biosynthétique des émissions de gaz d'enfouissement fugitives. Dans le deuxième, il réduit le méthane biosynthétique du stockage des fumiers. Dans le troisième scénario, il remplace les émissions de CO₂ d'origines fossiles découlant de la combustion de gaz naturel pour la production d'électricité par des émissions de CO₂ biosynthétique neutre en carbone produites par l'électricité renouvelable.

Dans le quatrième scénario, il remplace les émissions de CO₂ d'origines fossiles produites par la combustion de gaz naturel pour la production de chaleur par du CO₂ biosynthétique neutre

it displaces the fossil-based CO₂ from diesel combustion in transportation with carbon-neutral biogenic CO₂ from renewable natural gas fuel.

The key takeaway message from this page is that there are multiple ways in which biogas can reduce methane emissions or displace other higher carbon-intensive fuels with lower carbon solutions. In some cases, biogas reduces GHG emissions by greater than 100 per cent from fossil fuel baseline.

So how does the biogas industry contribute to a low-carbon economy and provide value to Canadians? Biogas projects provide added value to Canadians as noted on page 11 in the package. In addition to methane abatement, renewable energy potential and waste management solutions, as previously referenced, biogas also offers economic and social stimulus to Canadians as shown on page 12.

Biogas plays many important roles in local economies, including investment in innovation, advancement in clean technologies, engagement of youth, and job creation. Realizing the full potential of biogas development can lead to 1,800 separate construction projects, with capital investments of \$7 billion, and an economic spin-off of \$21 billion to the Canadian economy; close to 17,000 construction jobs for a period of one year, and 2,650 ongoing long-term jobs; 100 new and expanded Canadian companies, including biogas system designers and developers, equipment suppliers and laboratories.

What can the biogas industry and government do together to help Canada achieve a low-carbon economy? We've already identified on the map the clusters of projects developed. Provinces with supportive policies and programs have demonstrated the uptake for biogas development. Page 13 identifies some key policies across Canada and the U.S. A range of approaches has helped to advance the growth of the biogas sector, including regulation, policy, taxation and incentives. Each province has implemented different mechanisms and tools which have been instrumental for the growth of the biogas sector.

Specific examples include: cap and trade regulation; offset protocol development; bans on organic material going to landfill; policies supporting climate change initiatives and complementary measures; feed and tariff rates in Nova Scotia and Ontario; capital grants in Quebec and Ontario; and innovation funding, such as in Alberta, which leveraged public contributions with private investments.

en carbone provenant du chauffage renouvelable. Dans le cinquième scénario, il remplace les émissions de CO₂ d'origines fossiles produites par la combustion de diesel dans le secteur des transports par des émissions de CO₂ biosynthétique neutre en carbone provenant du gaz naturel renouvelable.

Dans cette page, le message principal à retenir, c'est qu'il existe différentes façons dont le biogaz peut réduire les émissions de méthane ou différents moyens de remplacer d'autres carburants à fortes émissions de carbone par des solutions faibles en carbone. Dans certains cas, le biogaz réduit les émissions de GES de plus de 100 p. 100, par rapport à la valeur de base associée aux combustibles fossiles.

Donc, de quelle façon l'industrie du biogaz favorise-t-elle une économie à faibles émissions de carbone au Canada et en quoi est-elle profitable aux Canadiens? Les projets de biogaz fournissent de la valeur ajoutée aux Canadiens, tel qu'on l'indique à la page 11. En plus de la réduction de l'émission de méthane, des possibilités d'énergie renouvelable et des solutions de gestion des déchets, comme on l'a déjà mentionné, le biogaz offre des avantages économiques et sociaux aux Canadiens, et il en est question à la page 12.

Le biogaz joue de nombreux rôles importants dans les économies locales : investissements en innovation, avancées dans les technologies propres, participation des jeunes, création d'emplois, et cetera. Si son potentiel est concrétisé au maximum, l'exploitation du biogaz pourrait se traduire par 1 800 projets de construction distincts représentant des investissements en capital de 7 milliards de dollars et des retombées économiques de 21 milliards de dollars dans l'économie canadienne; la création de près de 17 000 emplois dans le secteur de la construction sur une période d'un an, et de 2 650 emplois à long terme; l'appui à 100 nouvelles entreprises ou entreprises en expansion, dont des concepteurs de système de biogaz, des fournisseurs de matériel et des laboratoires.

Que peuvent faire conjointement l'industrie du biogaz et le gouvernement pour aider le Canada à avoir une économie à faibles émissions de carbone? Nous avons déjà indiqué sur la carte les groupes de projets qui ont été élaborés. Les provinces qui ont adopté des politiques et des programmes de soutien ont montré la mesure dans laquelle elles utilisent le biogaz. À la page 13, on retrouve des politiques clés qui ont été adoptées au Canada et aux États-Unis. Un éventail de démarches a favorisé la croissance du secteur du biogaz, dont l'adoption de règlements, de politiques, de taxes et de mesures incitatives. Chaque province a mis en œuvre différents mécanismes et outils qui contribuent à la croissance du secteur du biogaz.

Voici des exemples concrets : réglementation sur le plafonnement et l'échange; protocoles de compensation; interdiction de matières organiques dans les sites d'enfouissement; politiques appuyant des initiatives visant à contrer les changements climatiques et mesures complémentaires; tarif de rachat garanti en Nouvelle-Écosse et en Ontario; subventions d'équipement au Québec et en

In addition to Canadian provinces, the U.S. has implemented programs, including renewable portfolio standards for electricity, and renewable fuel standards and low carbon fuel standards for renewable natural gas to transportation into California. The U.S. could benefit from Canadians projects, but at the expense of Canada's ability to meet its own carbon reduction goals cost effectively. Without supportive policies and programs, biogas projects will not be developed. More needs to be done to enable the sector to grow. The Canadian Biogas Association would like to work together with provincial and federal governments to develop conditions where carbon sources are available, valued, and optimized for energy and resource recovery.

As noted on page 14, we feel this can be done by introducing changes to Canada's renewable fuels regulations to include RNG as an allowable fuel, similar to the renewable fuel standard in the U.S. It makes sense for Canada to align with the U.S. EPA in their efforts. We already see a willingness by Canada's federal government ministries to do so, including: mandates to encourage optimized use of carbon sources and that encourage RNG production to green the natural gas supply, value and recognition for methane emission reductions from biogas via carbon pricing; offset protocols and targeted innovation investments; and biogas and RNG incorporated into Canada's energy strategy and climate strategy.

Biogas is a winning solution for Canadians to help achieve a low-carbon economy. Biogas development offers immediate steps to reach aggressive GHG targets with a 10 per cent contribution to Canada's 300 million tonne target. With a focus on carbon, Canada is well-positioned to create the right conditions for biogas producers and consumers to take advantage of this low carbon fuel.

Mr. Chair, thank you very much for this opportunity to present, and I'm happy to answer any questions.

Senator Massicotte: Thank you for your presentation. You stated 70 per cent of your sources come from agricultural sources. Is that the potential? Or is that the realistic proportion of your source as it exists today?

Ms. Green: That number from the study is the potential from all agricultural sources. The studies show the full value of livestock manure, plus other crop residuals which could be considered. It takes 50 per cent of that total number. It is a very

Ontario; et fonds d'innovation comme en Alberta, qui a mobilisé des contributions publiques et des investissements privés.

Comme les provinces canadiennes, les États-Unis ont mis en œuvre des programmes, dont des normes en matière d'énergie renouvelable pour l'électricité, des normes pour les carburants renouvelables et des normes sur les combustibles pauvres en carbone pour le gaz naturel renouvelable pour le transport en Californie. Les États-Unis pourraient profiter des projets canadiens, mais aux dépens de la capacité du Canada à atteindre ses propres objectifs de réduction de l'empreinte carbone de façon efficace. Sans l'appui de politiques et de programmes, il n'y aura pas de projet de biogaz. Il faut faire davantage pour favoriser la croissance du secteur. La Canadian Biogas Association aimerait collaborer avec les gouvernements provinciaux et fédéral pour établir des conditions dans lesquelles des sources de carbone optimisées seraient disponibles pour la récupération de l'énergie et des ressources.

Comme mentionné à la page 14, nous croyons que cela peut se concrétiser par la modification du Règlement sur les carburants renouvelables pour y inclure le gaz naturel renouvelable comme un carburant admissible, de façon similaire à ce que l'on retrouve dans la norme pour les carburants renouvelables américaine. Il serait logique que le Canada harmonise ses règles avec celles de l'EPA aux États-Unis dans le cadre de ses efforts. Nous constatons déjà que les ministères fédéraux canadiens sont disposés à prendre des mesures, notamment celles qui suivent : mandats pour optimiser l'utilisation des sources de carbone et la production de gaz naturel renouvelable afin de rendre l'offre de gaz naturel plus écologique; reconnaissance et valorisation de la réduction des émissions de méthane grâce au biogaz par la tarification du carbone; protocoles de compensation et investissements en innovation ciblés; et intégration du biogaz et du gaz naturel renouvelable aux stratégies énergétiques et climatiques du Canada.

Le biogaz est une solution gagnante pour les Canadiens. Il favorise une économie à faibles émissions de carbone. Le biogaz offre des mesures immédiates permettant d'apporter une contribution de 10 p. 100 de la cible ambitieuse de réduction des émissions de GES de 300 millions. En axant ses efforts sur le carbone, le Canada est bien placé pour créer les conditions qui permettront aux producteurs et aux consommateurs de biogaz de tirer parti de ce carburant pauvre en carbone.

Monsieur le président, je vous remercie beaucoup de m'avoir donné l'occasion de présenter un exposé. Je serai ravie de répondre à n'importe quelle question.

Le sénateur Massicotte : Je vous remercie de votre exposé. Vous avez dit que 70 p. 100 de vos sources de biogaz sont agricoles. S'agit-il des possibilités ou bien de la proportion actuelle de vos sources?

Mme Green : Cette donnée tirée de l'étude représente le potentiel provenant de toutes les sources agricoles. Les études montrent la valeur totale du fumier du bétail, en plus d'autres résidus de cultures qui pourraient être pris en considération. C'est

conservative number, but it does not include purpose-grown crops. It has taken a very conservative number and it's the potential as projected.

Senator Massicotte: Is that number relevant? I'm having difficulty seeing the ease of capturing that biogas from the agricultural sources. Tell me how you capture it and how does it work out to be such a high percentage?

Ms. Green: In terms of the ease with which you can actually capture that material, it's looking at the total number and being able to put a conservative figure on it.

Kevin Matthews, Director, Canadian Biogas Association: The material is not too difficult to capture because it is available on all the farms today. They don't do anything with it. They are either turning it under or spreading it back on the fields. There is not enough incentive from the energy value that's associated with it to produce energy from it. We have it, we just don't utilize it.

Senator Massicotte: If you make the comparison to potential oil exploration, for instance up North, there is potentially a lot of oil in the ground, but when you do the calculation, it is based on the price today. Here is how much reserve we have. If you make that application to the sourcing, what does that number become? Is it 10 per cent? Is it still a significant source? For impractical sources, there is no incentive to change the method currently being used. What do you do with that?

Ms. Green: Your observation is true. There will not be an opportunity where all agricultural applications will be able to implement these types of technologies to be able to use their materials for anaerobic digestion. It is very much a conservative estimate that was looked at across the board in terms of what material is out there. The study looked at the base in terms of what material is out there and looked at what could be practical in terms of its application.

Senator Massicotte: Every province has different policies to basically incite or motivate people to be more green and efficient. With those existing regulations, is your process financially feasible? Are they profitable? Do you need more incentives for the governments to make progress with your ambitious objectives?

Ms. Green: Where there has been biogas development, it correlates well in the provinces where there are supportive policies and programs. We feel that in order for biogas to continue to grow, those programs, regulations and laws need to be put in there to create the conditions so that the investment, reliability and the forward path for growth is there. Those programs have helped to support the industry, without which we wouldn't see the development we have today.

Senator Seidman: Thank you very much for your presentation.

50 p. 100 du total. C'est un chiffre très prudent, mais cela n'inclut pas les cultures spécialisées. Il s'agit d'un chiffre très prudent et c'est le potentiel prévu.

Le sénateur Massicotte : Est-ce une donnée valable? Je vois difficilement comment on peut facilement capter le biogaz de sources agricoles. Comment procède-t-on et de quelle façon atteint-on une si grande proportion?

Mme Green : Pour ce qui est de la facilité avec laquelle on peut faire le captage de cette matière, il s'agit d'examiner le total et d'être en mesure de mettre un chiffre prudent.

Kevin Matthews, directeur, Canadian Biogas Association : Il n'est pas très difficile de capter les matières parce qu'elles sont disponibles dans toutes les exploitations agricoles de nos jours. Elles ne s'en servent pas du tout. Elles les remettent dans les champs, par exemple. La valeur énergétique qui y est liée n'offre pas suffisamment d'incitatifs pour s'en servir afin de produire de l'énergie. Nous les avons, et nous ne les utilisons tout simplement pas.

Le sénateur Massicotte : Si l'on compare cela à l'exploration pétrolière potentielle, dans le Nord par exemple, il est possible qu'une grande quantité de pétrole se trouve dans le sol, mais lorsqu'on fait les calculs, c'est fondé sur le prix actuel. Voici la quantité que nous avons. Dans le cas des sources, que devient cette donnée? Est-ce 10 p. 100? S'agit-il d'une source importante? Pour les sources posant des difficultés, rien n'incite à changer la méthode actuelle. Que fait-on dans ce cas?

Mme Green : Vous avez raison. Il est impossible que toutes les applications soient en mesure de mettre en place ces types de technologies afin de pouvoir utiliser leurs matières pour le processus de digestion anaérobie. On parle vraiment d'une estimation prudente qui a été examinée généralement concernant la matière disponible. L'étude portait sur la base pour ce qui est de la matière existante et sur ce qui pourrait être utile concernant son application.

Le sénateur Massicotte : Chaque province a ses politiques visant essentiellement à encourager les gens à être plus écologiques et efficaces. Sur le plan financier, votre processus est-il réalisable dans le cadre des règlements actuels? Est-ce rentable? Les gouvernements doivent-ils prendre d'autres mesures incitatives pour que vous puissiez atteindre vos objectifs ambitieux?

Mme Green : Les provinces qui ont adopté des politiques et des programmes de soutien développent le secteur du biogaz. À notre avis, pour que le biogaz continue de croître, ces programmes, règlements et lois doivent être mis en place pour créer les conditions qu'il faut, de sorte qu'il y ait des investissements, de la fiabilité et une voie à suivre pour la favoriser la croissance. Ces programmes contribuent à soutenir l'industrie; sans eux, les choses ne seraient pas au point où elles en sont présentement.

La sénatrice Seidman : Je vous remercie beaucoup de votre exposé.

We probably know the least about this kind of renewable process for RNG, for example. It's pretty interesting. In Quebec there is an RNG in Terrebonne that is converting landfill gas to natural gas. There was a big announcement in Saint-Hyacinthe at the end of April. This plant was going to divert residential organic waste and waste from local food processing plants from the landfill because the province had put into effect that they will not allow organic waste to go into the landfill as of 2020. So this is a huge impetus for the province to figure out how to deal with this.

We don't do a lot of public education on these issues, but I know that other countries use this specific approach to transferring organic waste and using it to regenerate energy back into their communities.

This is very innovative here, but perhaps not so elsewhere. Are there other models that you have used internationally in devising your approach and your plans? You're saying that in order to reach full potential you need capital investments of \$7 billion. What models are you using from an international perspective?

Donald Beverly, Director, Canadian Biogas Association: I will actually use the two examples that you gave. The Terrebonne plant is an international site. It is the largest landfill injection site in the world, it is using 100 per cent waste from the Montreal region, and all of it is being exported to the United States because there is no market in Quebec that will support the project.

There are viable markets in the States — California in particular — that make it interesting and those markets are there simply because there is a mandate to have renewable content in their fuel supply. It's a very attractive market for them.

The Saint-Hyacinthe project is also under a mandate, but because it's receiving a subsidy — two thirds of the capital to build the equipment — all the gas has to be consumed in Quebec. This is also an interesting project: It is the second largest source-separated organic digester injection project in the world. We've got two big winners here, but they have to sell the gas in Quebec and they can only sell it to Gaz Métro. Gaz Métro has its hands tied in terms of what it can pay for the gas, and it is just enough to cover the cost because there is no renewable value attributed to do this.

To go back to your question on international models, where a mandate exists, markets exist. Where no mandate exists, it's a tough go.

Senator Seidman: Of course, in Quebec there is the mandate to get it done because we can't put organic waste into landfills any more, but that has to then be consumed in Quebec.

Nous ne savons probablement pas grand-chose sur ce type de processus pour le gaz naturel renouvelable, par exemple. C'est très intéressant. À Terrebonne, au Québec, on convertit du gaz d'enfouissement en gaz naturel. À la fin avril, il y a eu une annonce importante à Saint-Hyacinthe. Cette usine allait détourner les déchets organiques résidentiels et les déchets provenant d'usines locales de transformation des aliments des sites d'enfouissement parce que la province avait dit qu'elle allait bannir l'enfouissement des déchets organiques à partir de 2020. Il s'agit donc d'un levier énorme permettant à la province de déterminer comment procéder.

Nous ne sensibilisons pas beaucoup la population à ces questions, mais je sais que d'autres pays utilisent cette démarche visant à utiliser les déchets organiques afin de régénérer de l'énergie dans leurs collectivités.

C'est très novateur ici, mais ce ne l'est peut-être pas autant ailleurs. Avez-vous utilisé des modèles d'autres pays pour concevoir votre approche et vos plans? Vous dites que pour concrétiser le potentiel de l'exploitation du biogaz au maximum, il faut des investissements en capital de 7 milliards de dollars. Sur quels modèles vous basez-vous?

Donald Beverly, directeur, Canadian Biogas Association : En fait, je vais utiliser les deux exemples que vous avez donnés. L'usine de Terrebonne est un site international. Il s'agit du plus grand site d'enfouissement dans le monde qui utilise 100 p. 100 des déchets de la région de Montréal, et tout cela est exporté aux États-Unis parce qu'il n'y a aucun marché au Québec en appui au projet.

Il y a des marchés viables aux États-Unis — en particulier en Californie — qui rendent cela intéressant, et ces marchés existent simplement parce qu'il y a un mandat visant à ce que leur approvisionnement en carburant contienne des ressources renouvelables. C'est un marché très attrayant pour eux.

Le projet de Saint-Hyacinthe fait aussi partie d'un mandat, mais parce qu'il reçoit une subvention — deux tiers du capital pour la construction de l'équipement —, tout le gaz doit être consommé au Québec. C'est également un projet intéressant : il s'agit du deuxième projet de digesteur concernant la matière organique séparée à la source en importance dans le monde. Nous avons deux grands gagnants, mais ils doivent vendre le gaz au Québec et ne peuvent le vendre qu'à Gaz Métro. Gaz Métro a les mains liées sur le plan de ce qu'il peut payer pour le gaz, et c'est juste assez pour couvrir les coûts parce qu'aucune valeur renouvelable n'est attribuée pour faire cela.

Pour revenir à votre question sur les modèles dans le monde, s'il y a un mandat, il y a des marchés; si aucun mandat n'existe, c'est difficile.

La sénatrice Seidman : Bien sûr, au Québec, on a le mandat parce que nous ne pouvons plus envoyer de déchets organiques dans les sites d'enfouissement, mais il faut que ce soit consommé au Québec.

Mr. Beverly: What ultimately happens is the taxpayers would have to cover whatever losses are incurred by that Saint-Hyacinthe facility, should there be some. Saint-Hyacinthe, as I said, is the second-largest digester for injection applications in the world. There are a number of other projects in Quebec — Beauharnois and Montreal — and they are all smaller. They will all have challenges in terms of how they will cover their costs because they cannot export to viable markets.

If there were a viable market — if there was a renewable content rule for the gas grid or a renewable fuel standard for fuels, that would be a smaller market — that obligated the gas utilities to buy the gas at a fair price, then you would have something more interesting.

Senator Seidman: Would that be a role for the regulators?

Mr. Beverly: The regulators can only respond to what the law says. If the law says you shall have 5 per cent renewable natural gas in your supply, then they are going to ask the utilities for their acquisition plans.

Senator Seidman: So that's a role for us as legislators?

Mr. Beverly: Absolutely.

Mr. Matthews: The crying shame behind a project like Terrebonne is that it's all Canadian waste going into the landfill, but the Americans get the full value of the associated environmental attributes, which everyone is going to add up as we try to meet our targets. It's our material, but it's on their side of the accounting ledger and that's not a good way.

We produce a lot of organics, the organics can be transformed and it's unfortunately the way the market exists today, in most places, that it is more economically beneficial to put waste in the landfill than it is to convert it into an energy source. That's what needs to change.

Senator Seidman: As citizens we have to demand that our government have legislation that requires a 5 per cent renewable in natural gas, for example. That would then put the onus where it should be and we wouldn't be sending it to the U.S.

Mr. Matthews: Right.

Senator Seidman: Thank you.

Senator Massicotte: Regarding that last point, isn't there a carbon tax, or some pricing of carbon in most of the provinces? You could argue that, really, the material goes into the landfill. They're paying for it, no?

M. Beverly : Au bout du compte, ce qui se passerait, c'est que les contribuables devraient couvrir toute perte subie par les installations de Saint-Hyacinthe, le cas échéant. Comme je l'ai dit, il s'agit du deuxième digesteur pour l'injection en importance dans le monde. Il y a un certain nombre d'autres projets au Québec — Beauharnois et Montréal — et ils sont tous de moins grande envergure. Ils seront tous confrontés à des difficultés quant à la façon de couvrir les coûts parce qu'ils ne peuvent pas exporter vers des marchés viables.

S'il y avait un marché viable — s'il y avait une règle sur le contenu renouvelable pour le gaz ou une norme sur les carburants renouvelables, ce serait un marché plus petit —, ce qui obligerait les services de gaz à acheter le gaz à un juste prix, alors ce serait plus intéressant.

La sénatrice Seidman : S'agit-il d'un rôle pour les organismes de réglementation?

M. Beverly : Les organismes de réglementation ne peuvent intervenir que sur ce qu'indique la loi. Si la loi stipule qu'il doit s'agir de 5 p. 100 de gaz naturel renouvelable, on demandera aux services publics leurs plans d'acquisition.

La sénatrice Seidman : C'est donc un rôle que nous avons en tant que législateurs?

M. Beverly : Absolument.

M. Matthews : Dans un projet comme celui de Terrebonne, ce qui est vraiment scandaleux, c'est que l'ensemble des déchets canadiens sont envoyés dans les sites d'enfouissement, mais les Américains tirent tous les avantages des caractéristiques environnementales qui y sont liées, ce qui s'ajoute alors que nous essayons d'atteindre nos cibles. C'est notre matériel, mais c'est eux qui en tirent l'avantage, et ce n'est pas bon.

Nous produisons beaucoup de matières organiques, qui peuvent être transformées, et c'est malheureusement la situation du marché aujourd'hui; dans la plupart des endroits, il est plus avantageux sur le plan économique d'envoyer les déchets dans le site d'enfouissement que de les convertir en source d'énergie. Il faut que cette situation change.

La sénatrice Seidman : En tant que citoyens, nous devons exiger que notre gouvernement présente des mesures qui imposent 5 p. 100 pour le contenu renouvelable concernant le gaz naturel, par exemple. Cela rendrait les acteurs pertinents responsables et nous ne devrions pas l'envoyer aux États-Unis.

M. Matthews : Oui.

La sénatrice Seidman : Merci.

Le sénateur Massicotte : Concernant le dernier point, n'y a-t-il pas une taxe sur le carbone ou une tarification du carbone dans la plupart des provinces? On pourrait soutenir que, vraiment, les matières sont envoyées dans les sites d'enfouissement. Ils payent pour cela, non?

Mr. Beverly: No. The carbon tax doesn't apply to the landfill gas. The larger landfills have to capture the gas and burn it. The smaller ones do not, so that methane goes to the atmosphere and contributes to the 20 per cent of methane emissions from landfills that we live with and nothing is being done about.

Senator Johnson: Biogas production in Canada has a wide range of potential applications, as we have been discussing, including the landfills, municipal wastewater treatment facilities, farm-based operations and the pulp and paper and food and beverage industries and, in my province, fish. What about those fish guts in Lake Winnipeg that I can't seem to get anybody to pay to have reprocessed for better organic uses?

I'm really interested to know how many biogas facilities are currently operating in Canada. What is the most common type of biogas facility? Which type holds the most promise for generating biogas and why? And what is percentage the potential of total landfills that produce biogas? I don't think people in Canada have a clue. I don't.

Ms. Green: I think you're right. The technology is here and it is being used. The way biogas has been integrated across Canada, again, is very dependent on what the programs are motivating each of the provinces.

For example, in British Columbia, we see that the FortisBC utility offers the opportunity for facilities to come on and provide RNG to the system and that's a voluntary opt-in program. So there are facilities there that are able to capture the carbon material and create renewable natural gas.

In Alberta, we see a lot of biogas go to electricity. We're seeing that used mostly on large, agricultural operations that are incorporating different types of food materials in combination with their agricultural source materials.

In Ontario, we're seeing a lot of applications both in the agricultural sector as well as one facility that collects all the source-separated organic materials in the Toronto region and that particular facility is also operating.

In Quebec, we see again a lot more RNG. There is not as much agricultural uptake there.

Across the board, there are about 100 operating facilities in Canada, and close to a dozen renewable natural gas facilities.

So they are here, they are now and they are producing energy but very much motivated provincially where the programs provide them avenues to develop.

Mr. Beverly: May I add to that?

M. Beverly : Non. La taxe sur le carbone ne s'applique pas au gaz d'enfouissement. Les grands sites doivent capter le gaz et le brûler. Les petits ne le font pas, de sorte que le méthane s'échappe dans l'atmosphère et contribue au 20 p. 100 des émissions de méthane, celles provenant des sites d'enfouissement, et aucune mesure n'est prise à cet égard.

La sénatrice Johnson : Comme nous l'avons dit, au Canada, il y a une multitude d'applications potentielles pour le biogaz, notamment les sites d'enfouissement, les usines municipales de traitement des eaux usées, les exploitations agricoles, le secteur des pâtes et papiers et le secteur des aliments et des boissons et, dans ma province, le secteur de la pêche. Qu'en est-il des entrailles de poissons du lac Winnipeg pour lesquelles il semble que personne ne paie pour la transformation pour de meilleures utilisations biologiques?

J'aimerais vraiment savoir combien d'installations de biogaz mènent des activités au Canada actuellement. Quel est le type le plus courant d'installations de biogaz? Lequel est le plus prometteur sur le plan de la production de biogaz et pourquoi? Quelle est la proportion de sites d'enfouissement ayant le potentiel de produire du biogaz? Je crois que les gens n'en ont pas la moindre idée au Canada. C'est mon cas.

Mme Green : Je crois que vous avez raison. La technologie existe et elle est utilisée. La façon dont le biogaz a été intégré partout au Canada, encore une fois, dépend grandement de la forme que prennent les programmes dans les provinces.

Par exemple, en Colombie-Britannique, nous constatons que FortisBC offre l'occasion aux installations de fournir du gaz naturel renouvelable au système, et c'est un programme volontaire. Il y a donc des installations là-bas où l'on peut capturer la matière carbonée et créer du gaz naturel renouvelable.

En Alberta, on utilise une quantité importante de biogaz pour produire de l'électricité. Nous constatons que c'est utilisé en majeure partie sur des exploitations agricoles qui intègrent différents types de produits alimentaires combinés à leurs matières de source agricole.

En Ontario, nous voyons beaucoup d'applications dans le secteur agricole et dans une installation qui ramasse toutes les matières organiques séparées à la source dans la région de Toronto, et cette installation est également active.

Au Québec, encore une fois, il y a beaucoup plus de gaz naturel renouvelable maintenant. Ce n'est pas autant pour ce qui est du côté agricole.

En tout, il y a environ 100 établissements en exploitation au Canada, et près d'une douzaine pour ce qui est du gaz naturel renouvelable.

Nous avons donc ici des installations qui produisent actuellement de l'énergie, mais elles se développent surtout grâce aux programmes provinciaux qui leur donnent des moyens.

M. Beverly : Puis-je ajouter quelque chose?

Senator Johnson: Please do, in terms of the promise for generating biogas facilities.

Mr. Beverly: Landfills are producing biogas, all of them — even the closed ones — because even decades after they are closed they continue to produce and emit. The ones that are actually captured and doing something with it number in the range of 12, and we have hundreds in Canada.

Senator Johnson: Why is that?

Mr. Beverly: Because it's cheaper to let it go to the atmosphere.

Senator Johnson: But in my province of Manitoba, it's leaching into the lake. Whether it's manure or because of fishermen depositing entrails of fish on the land, it all goes into the water.

Mr. Beverly: There is no incentive to capture it.

Senator Johnson: I understand that, but I wonder how we can further try to capture it. It's a public relations campaign, too, of course. It would have to be.

Mr. Matthews: There are rule of thumb numbers, but our population produces about a tonne of garbage per person across the country and about 30 per cent of that is organic in nature. That's 10 million tonnes of organic waste. Different types of material produce different volumes of gas, but it's about 100 cubic metres per input tonne, 100 cubic metres per tonne of organics.

On a GHG basis it's pretty much the equivalent. For every tonne of material that is diverted for digestion and production into energy, it produces about a tonne of reduction of GHGs.

It's not the answer; it's an answer. It's part of the mix and an opportunity for every Canadian to participate, because we are the generators, individually, of the material, and we're just not finding a way to harness its opportunity. It tends to be a wasted opportunity. We each pay at the pump, we pay at the electrical bill and everything, and we feel captivated by that whole exercise. It gives people something to do, to participate in reaching our reductions.

Senator Mockler: In New Brunswick, we have Laforge biogas. Have you visited them?

Ms. Green: Yes.

Senator Mockler: How would you rate that across Canada, that particular facility?

Ms. Green: That facility on an agricultural operation is large. I think it has the opportunity of generating up to 1.2 megawatts of electricity. That would be a large-scale facility. What we have seen is the innovation by the agricultural community, by farmers, to diversify their operations, to recognize the contributions that

La sénatrice Johnson : Je vous en prie, pourvu que cela concerne ce qui est prometteur pour la production de biogaz.

M. Beverly : Tous les sites d'enfouissement produisent du biogaz — même ceux qui sont fermés —, même qu'ils continuent d'en émettre des dizaines d'années après leur fermeture. Il y a environ 12 sites où les émissions sont captées et utilisées, et le Canada en compte des centaines.

La sénatrice Johnson : Pourquoi en est-il ainsi?

M. Beverly : C'est parce que cela coûte moins cher de laisser le gaz s'échapper dans l'atmosphère.

La sénatrice Johnson : Mais dans ma province, le Manitoba, il se déverse dans le lac par lixiviation. Que ce soit à cause du fumier ou des entrailles de poisson que les pêcheurs laissent sur le sol, tout le gaz se retrouve dans l'eau.

M. Beverly : Rien n'incite les gens à le capter.

La sénatrice Johnson : Je comprends, mais je me demande comment nous pouvons essayer d'en capter davantage. Il faudrait aussi mener une campagne de relations publiques, bien entendu. Ce serait nécessaire.

M. Matthews : Selon des chiffres empiriques, notre population produit environ une tonne de déchets par personne d'un bout à l'autre du pays, et environ 30 p. 100 de ces déchets sont de nature organique, ce qui équivaut à 10 millions de tonnes de déchets organiques. Le volume de gaz produit varie en fonction de la matière, mais il est d'environ 100 mètres cubes par tonne, c'est-à-dire 100 mètres cubes par tonne de matière organique.

C'est à peu près la même chose pour ce qui est des gaz à effet de serre. Chaque tonne de matière utilisée pour la digestion et pour la production d'énergie permet de réduire les réductions d'émissions de gaz à effet de serre d'environ une tonne.

Ce n'est pas une panacée, mais une des solutions au problème. Cela fait partie du tout et permet à tous les Canadiens de participer, car nous sommes tous individuellement à l'origine de cette matière. Nous ne trouvons tout simplement pas de moyen d'en tirer parti, ce qui a tendance à être une occasion manquée. Nous payons tous à la pompe, nous payons notre facture d'électricité et tout le reste, et nous nous sentons captivés par tout cet exercice. La participation à l'atteinte de nos cibles de réductions donne aux gens quelque chose à faire.

Le sénateur Mockler : Au Nouveau-Brunswick, nous avons Laforge Bioenvironnemental, qui carbure au biogaz. Avez-vous visité l'entreprise?

Mme Green : Oui.

Le sénateur Mockler : Comment classeriez-vous cette entreprise au Canada?

Mme Green : Il s'agit de grandes installations dans une exploitation agricole. Je pense qu'on peut y produire jusqu'à 1,2 mégawatt d'électricité. Ce sont des installations de taille. Ce que nous avons vu, c'est la communauté agricole, les agriculteurs, prendre des mesures novatrices pour diversifier leurs activités,

agriculture provides to GHGs and to be able to integrate them. That facility would be representative of a small number of farms because of its size, more similar to many of those in Alberta.

Senator Mockler: I listened carefully to what you have presented. What is the most common type of biogas facility that we should encourage?

Ms. Green: I think it's a mix of all of them, because the organic sources that are available to us offer the opportunity of combining some of those sources. We've talked about the landfill. We've talked about the agricultural operations. You can look to being able to co-digest or mix some of these organic sources.

I think that as you're looking at solutions to reducing GHGs, biogas offers the diversity of its applications not particularly to one sector but to multiple areas in terms of being able to bring those carbon sources together and embracing that as a fuel.

Senator Mockler: In western New Brunswick where we have heavy production of dairy, hogs, potatoes, potato residues, poultry and hog manure, that was the solution. They have, in Atlantic Canada, Laforge as an icon moving forward. We should be a little bit more specific than just in general what to do with the biogas, to feed the electric grid.

Senator Patterson: I come from the largest jurisdiction in Canada with 20 per cent of the Canadian land mass but scattered in 25 rapidly growing communities amongst a total population of 37,000 people or so.

I know you're here to talk about the potential for large-scale applications of biogas. That's all very exciting, but I'm wondering, our small communities go to great expense to truck solid and liquid waste to and from homes and landfills or very primitive sewage lagoons. I am curious whether you can tell me if there are viable small-scale applications for converting biogas into alternate energy.

We see this being done in India or Africa, and I've often wondered if there is any potential for small-scale applications in cold, isolated rural communities like those I represent.

Mr. Matthews: The answer is yes; it's coming. Generally with technologies, as things get under way, there are usually large applications where they start, economies of scale and whatnot.

I've spent many years in the business and I get questions all the time such as, "Do you have something for me?" These are the smaller communities. Generally, the answer is, "No, we don't." But as time has gone on and technology has developed around the world and is developing around the world, it brings these into smaller, more manageable and useable units like you're talking about.

pour tenir compte de la contribution de l'agriculture aux émissions de gaz à effet de serre et pour y donner suite. Ces installations seraient représentatives d'un petit nombre de fermes compte tenu de la taille de l'exploitation, qui correspond davantage à celle d'un grand nombre d'exploitations en Alberta.

Le sénateur Mockler : J'ai écouté attentivement votre exposé. Quel est le type le plus courant d'installations de biogaz que nous devrions encourager?

Mme Green : Je pense que c'est un mélange de toutes ces installations, car nous pouvons regrouper certaines sources de matière organique à notre disposition. Nous avons parlé des sites d'enfouissement. Nous avons parlé des exploitations agricoles. On peut chercher des moyens de faire une digestion commune ou de mélanger certaines de ces matières organiques.

Quand on cherche des moyens de réduire les émissions de gaz à effet de serre, je pense qu'il faut tenir compte des diverses applications du biogaz — dans de nombreux secteurs, pas nécessairement un seul. On pourrait donc regrouper ces sources d'émission en vue d'en faire un carburant.

Le sénateur Mockler : C'est la solution qui a été adoptée dans l'Ouest du Nouveau-Brunswick, où nous avons des déchets et du fumier provenant d'une production massive de produits laitiers, de porcs et de patates. Dans le Canada atlantique, les gens ont Laforge comme modèle pour aller de l'avant. Pour alimenter le réseau électrique, nous devrions être un peu plus précis et ne pas seulement dire de façon générale ce qu'il faut faire avec le biogaz.

Le sénateur Patterson : Je viens du plus grand territoire au Canada, qui englobe 20 p. 100 des terres du pays, sur lesquelles se trouvent 25 collectivités en pleine croissance. La population totale est d'à peu près 37 000 habitants.

Je sais que vous êtes ici pour parler de différentes applications possibles du biogaz à grande échelle. C'est très excitant, mais je me pose une question, car nos petites collectivités payent cher pour transporter par camion des déchets solides et liquides des maisons jusqu'aux sites d'enfouissement ou jusqu'à des bassins d'eaux usées très primitifs. Pouvez-vous me dire s'il y a des moyens viables à petite échelle de convertir le biogaz en énergie de remplacement.

C'est ce qui est fait en Inde ou en Afrique, et je me suis souvent demandé s'il était possible d'utiliser le biogaz à petite échelle dans des collectivités rurales isolées où il fait froid, comme celles que je représente.

M. Matthews : La réponse est oui; cela s'en vient. En général, les technologies sont habituellement utilisées à grande échelle au début afin de réaliser des économies d'échelle et ainsi de suite.

J'ai passé de nombreuses années dans le milieu, et on me demande toujours des choses comme : « Avez-vous quelque chose à me proposer? » Je parle des petites collectivités. En général, voici ce que je réponds : « Non, nous n'avons rien. » Toutefois, à mesure que le temps passe et que les technologies se développent partout dans le monde, des applications plus faciles à gérer et plus pratiques, comme celles dont vous parlez, sont créées.

There needs to be development and innovation in the industry. As money is brought out through the different programs, whether through renewable fuel standards, RFS- or RPS-type programs, these monies — and I think Ontario, for example, is one that is trying to amass a pool of dollars which they can channel into innovation — will make the technology available for smaller applications. It is coming, and support will drive it sooner rather than later.

Senator Patterson: I think there was talk at the Vancouver meeting of a low-carbon economy fund. Do you think there might be a role for the federal government in promoting biogas through initiatives like that and possibly including them on a smaller scale?

Ms. Green: Absolutely. I think that there is a role, and we've listed a couple of those recommendations. I think that others have alluded to the fact that the education and awareness pieces are also extremely important.

As we look to the energy and climate strategies that Canada is undertaking, it would be an absolute benefit to us all to be able to incorporate biogas and renewable natural gas into those strategies as options available to us. The recognition of this technology also comes with the investment support that, as Kevin alluded to, would be necessary to move us forward.

Senator MacDonald: Thank you for this presentation. I find this really interesting, I have to say. I am one of those people who, over the last number of years on this committee, has been watching the way politicians and governments have conducted themselves, when it comes to solar and wind power, by rushing to invest in these things without any real assessment of the long-term financial impact or the financial efficacy of it.

When you have waste that you can use and it is not going to any other use, it seems to me that this is a much more advantageous route to go. We know that if you look at the numbers in the country, the percentage of power that's produced by solar or wind is still relatively small for the amount of investment.

In any technology, the more you invest, the bigger the unit you produce and then usually the price comes down. How much money has been invested in this technology across the country compared to, let's say, solar or wind power? For every dollar you have invested, how much has been invested in wind power or solar?

Ms. Green: Again, the programs that have been put in place have not been amassed to a total number. It's something we can look at and get back to you on. You're definitely going to see that correlation. There hasn't been as much investment into biogas, so the programs that have been designed from all renewables have definitely shone the spotlight on others as opposed to biogas. I think a shift in that regard would definitely propel this industry

Il faut que l'industrie se développe et innove. À mesure que des fonds sont investis par l'entremise des différents programmes — que ce soit des programmes liés aux normes relatives aux carburants renouvelables ou des normes en matière d'énergie renouvelable; je crois que l'Ontario, par exemple, essaie d'amasser des fonds destinés à l'innovation —, les technologies seront adaptées afin que nous puissions les utiliser à plus petite échelle. Cela s'en vient, et le soutien financier accélérera le processus.

Le sénateur Patterson : À la rencontre de Vancouver, je pense qu'on a parlé d'un fonds pour une économie à faibles émissions de carbone. Pensez-vous que le gouvernement fédéral pourrait avoir un rôle à jouer dans la promotion du biogaz au moyen d'initiatives comme celle-là et dans les efforts qui pourraient être déployés pour utiliser ces technologies à plus petite échelle?

Mme Green : Tout à fait. Je pense qu'il a un rôle à jouer, et nous avons énuméré quelques recommandations en ce sens. Je pense que d'autres personnes ont fait allusion à l'extrême importance de l'éducation et de la sensibilisation.

Il serait sans aucun doute avantageux pour nous tous d'être en mesure d'intégrer en tant qu'options le biogaz et le gaz naturel renouvelable aux stratégies énergétiques et aux stratégies de lutte contre les changements climatiques déployées par le Canada. La reconnaissance de cette technologie doit également être assortie d'un soutien financier nécessaire — comme Kevin y a fait allusion — pour que nous allions de l'avant.

Le sénateur MacDonald : Merci de votre exposé. Je dois dire que je trouve cela très intéressant. Au cours des dernières années au comité, je suis un de ceux qui ont observé la façon dont les politiciens et les gouvernements se sont conduits en s'empressant d'investir dans l'énergie solaire et l'énergie éolienne sans s'être vraiment penchés sur les répercussions financières à long terme et leur efficacité sur le plan financier.

Quand on parle de déchets que nous pouvons utiliser et qui ne servent à rien d'autre, il me semble qu'il est beaucoup plus avantageux d'emprunter cette voie. Nous savons que les chiffres pour le pays indiquent que le pourcentage de l'énergie qui est produite grâce au soleil ou au vent est relativement faible lorsque nous tenons compte des montants investis.

Comme pour toute technologie, plus on investit, plus la production est élevée, ce qui fait habituellement baisser le prix. Combien d'argent avez-vous investi d'un bout à l'autre du pays dans cette technologie comparativement à ce qui a été investi, disons, dans l'énergie solaire ou l'énergie éolienne? Quelle est la part de chaque dollar investi qui est destinée à l'énergie solaire ou éolienne?

Mme Green : Une fois de plus, le coût total des programmes mis en œuvre n'a pas été calculé. Nous pouvons examiner cela et vous revenir là-dessus. Vous allez sans aucun doute voir cette corrélation. On n'a pas investi autant dans le biogaz, ce qui signifie que les programmes qui ont été conçus misaient sans aucun doute davantage sur les autres énergies renouvelables. Je pense qu'un changement à cet égard donnerait certainement un

forward and it would have greater receptivity to the Marthas and Freds of the world because they understand that they are also contributing to this. It has this definite benefit.

Senator MacDonald: Outside of landfills, is this primarily a rural technology? That is, is this something primarily based in rural areas and used to feed rural communities?

Ms. Green: In addition to the energy generated, anaerobic digestion also produces a by-product, namely, digestate. If you're putting a carbon source in, you will end up with another carbon source and that material is recycled and can be used as nutrients and soil amendments. In that regard, there is a close tie to the rural areas. That's why it dovetails nicely with the agricultural applications.

The City of Toronto has a facility in the city. These types of technologies have the adaptability of being integrated on a smaller footprint than some other technologies and can capture and control the odours with very sensitive degrees. There is an opportunity to be able to locate these facilities in proximity to what we call the "feed stock," or organic materials, so that the ability to integrate the systems to where the source of the materials is and to use them is there.

Senator MacDonald: What's the most common largest biomass or potential biomass product not being tapped into or utilized to its full extent?

Mr. Beverly: It's forest biomass. It doesn't produce biogas so it is a bit outside of our area. However, it produces the same type of product, namely, renewable natural gas, or it can be used to make electricity. That would be the single largest one. Going down the line, currently it's the landfills, though, that will diminish over the decades because we are reducing the amount of organics that are going there. What will grow will be the source separated organics run by municipalities such as those described by Jennifer that are located in Toronto. Then there will always be the agricultural, which is a more distributed system. It is always a smaller scale. The trouble is getting that to a centralized spot is difficult, so it is a smaller base. It's a larger one but more difficult to reach.

The Chair: Those are the end of the questions, but I have a couple, if I could.

There is an ongoing project now with the provinces that produce natural gas and the federal government to see how fugitive gas can be captured in the system. That's where it leaks out at valves and those kinds of things. We know that straight methane going to the atmosphere creates four times more greenhouse gas than if it was burnt. To try to capture that gas or stop those leaks, that fugitive gas makes sense. It is the same from landfills: straight methane.

élan à cette industrie, et les Martha et Fred de ce monde lui réserveraient un meilleur accueil étant donné qu'ils savent qu'ils font partie de la solution. Le biogaz a cet avantage net.

Le sénateur MacDonald : À part les sites d'enfouissement, cette technologie est-elle principalement rurale? Est-ce une chose qui se fait surtout dans les régions rurales pour alimenter en énergie les collectivités?

Mme Green : En plus de l'énergie produite, la digestion anaérobie donne également un sous-produit : le digestat. Si vous utilisez une source de carbone, vous en obtiendrez une autre, et cette matière est recyclée et peut servir d'engrais et d'amendement pour les sols. À cet égard, il y a un lien étroit avec les régions rurales. C'est pour cette raison que cela s'harmonise bien avec les applications agricoles.

La Ville de Toronto a un établissement sur son territoire. Le caractère adaptable de ce genre de technologies fait en sorte qu'elles peuvent être intégrées à plus petite échelle que d'autres technologies et qu'il est possible de capter et de maîtriser de manière très sensible les odeurs. Nous pouvons construire ces installations à proximité de ce que nous appelons les « matières premières », c'est-à-dire les matières organiques, ce qui signifie que nous pouvons intégrer les installations à l'endroit où se trouve la source des matières.

Le sénateur MacDonald : Quelle est la grande biomasse la plus commune ou quel est le produit de biomasse qui est peut-être le plus sous-exploité ou le plus sous-utilisé à l'heure actuelle?

M. Beverly : C'est la biomasse forestière. Comme elle ne produit pas de biogaz, cela ne touche pas tant notre domaine. Toutefois, elle permet d'obtenir le même type de produit, c'est-à-dire le gaz naturel renouvelable, ou elle peut servir à produire de l'électricité. C'est la plus grande. Il y a ensuite les sites d'enfouissement, mais ce sera de moins en moins vrai au fil des décennies étant donné que nous réduisons la quantité de déchets organiques qui s'y retrouvent. Ce qui augmentera, ce sont les matières organiques triées à la source par les municipalités, comme ce qui se fait aux installations situées à Toronto, que Jennifer vient de décrire. Il y aura ensuite toujours les matières agricoles, dont le traitement est moins centralisé. C'est toujours à plus petite échelle. Il est difficile de les traiter au même endroit; cela se fait donc à plus petite échelle. C'est une source plus importante de matière, mais il est plus difficile de l'obtenir.

Le président : Cela met fin aux questions, mais j'en ai deux ou trois autres, si vous le permettez.

Les provinces productrices de gaz naturel et le gouvernement fédéral mènent actuellement un projet en vue de déterminer comment les émanations fugitives de gaz peuvent être captées dans le système — aux valves et à d'autres endroits semblables. Nous savons que le méthane qui se retrouve directement dans l'atmosphère crée quatre fois plus de gaz à effet de serre que s'il était brûlé. Pour essayer de le capter ou pour colmater ces fuites, il est logique de se pencher sur les émanations fugitives de gaz. C'est

Have you made any contact with the Minister of Environment, or the Ministry of the Environment and Climate Change or Department of the Environment to see if you could actually be part of that process in capturing landfill gas?

Mr. Beverly: Your reference to gas emissions is outside the scope. That's the responsibility of the oil and gas industry. I think it's 43 per cent of all methane emissions. Landfills represent 20 per cent of methane emissions and manure management another 8 per cent. About 28 per cent that could go to biogas currently has few effective mechanisms to try to capture it. There is one within the cap-and-trade system in Quebec that would allow that benefit of multiplying every tonne of methane captured by 21 to get your CO₂ reductions as offset credits. That does exist on the books, but currently there are zero projects because it's too complicated.

The Chair: Let me get back to the question. There is a process ongoing now between the oil and gas industry and Environment Canada to see about actually reducing fugitive gas from the system because it's straight methane.

Is there some correlation here that you folks could do along those lines with the oil and gas industry or with the ministry or the department of environment, to look at landfill gas as being part of that because it's straight methane? Could you do that or have you thought of that?

Ms. Green: We have not been made aware of that. That's something we could definitely look into in terms of understanding what their scope of work is and how there could be a correlation for our technology to play into that.

The Chair: I would suggest you can do it through CAPP, the Canadian Association of Petroleum Producers, fairly easily.

You say that 37.5 million tonnes of greenhouse gases could be saved on a yearly basis. Further on you say that it would create 1,800 separate construction projects, \$7 billion in capital investment and \$21 billion in economic spinoff to the Canadian economy. Would I be correct in assuming that? If regulations were put place, however you came up with that \$7.35 million figure, it would create that kind of economic activity; am I correct in assuming that?

Ms. Green: That's correct. That's how the information is meant to read.

la même chose pour ce qui est des sites d'enfouissement : les émanations de méthane se retrouvent directement dans l'atmosphère.

Avez-vous communiqué avec le ministre ou le ministère de l'Environnement, ou le ministère de l'Environnement et de l'Action en matière de changement climatique, pour voir si vous pourriez participer au processus de captage de gaz aux sites d'enfouissement?

M. Beverly : Les émissions de gaz dont vous avez parlé dépassent la portée de nos activités. C'est la responsabilité de l'industrie pétrolière et gazière. Je pense qu'elles représentent 43 p. 100 de l'ensemble des émissions de méthane. Les sites d'enfouissement sont à l'origine de 20 p. 100 des émissions de méthane, et le fumier, de 8 p. 100. À l'heure actuelle, il n'existe que peu de mécanismes efficaces pour essayer de capter ce qui représente environ 28 p. 100 des émissions pouvant contribuer à la production de biogaz. Un mécanisme utilisé dans le cadre du système de plafonnement et d'échange au Québec pourrait permettre de multiplier par 21 chaque tonne de méthane capté pour réduire vos émissions de CO₂ au moyen de crédits compensatoires. Cela existe sur papier, mais il n'existe actuellement aucun projet étant donné que c'est trop compliqué.

Le président : Permettez-moi de revenir à la question. L'industrie pétrolière et gazière et Environnement Canada ont entrepris des démarches visant à déterminer comment réduire les émissions fugitives de gaz dans le système étant donné qu'il s'agit de méthane qui se retrouve directement dans l'atmosphère.

Existe-t-il un lien que vous pourriez établir à cette fin avec l'industrie pétrolière et gazière ou le ministère de l'Environnement pour intégrer le gaz des sites d'enfouissement, car il s'agit d'émissions de méthane qui se retrouvent directement dans l'atmosphère? Pourriez-vous établir un tel lien ou y avez-vous pensé?

Mme Green : Nous n'étions pas au courant de ces démarches. C'est une chose sur laquelle nous pourrions sans aucun doute nous pencher pour comprendre la portée des travaux effectués et déterminer comment un lien pourrait être établi dans le but de mettre à contribution notre technologie.

Le président : À mon avis, vous pourriez le faire assez facilement par l'entremise de l'ACPP, l'Association canadienne des producteurs pétroliers.

Vous dites que les réductions annuelles de gaz à effet de serre pourraient se chiffrer à 37,5 millions de tonnes. Vous dites ensuite que cela pourrait mener à 1 800 projets de construction distincts représentant des investissements en capital de 7 milliards de dollars et des retombées économiques de 21 milliards de dollars dans l'économie canadienne. Aurais-je raison de supposer que l'adoption de règles — peu importe comment vous êtes arrivés au chiffre de 7,35 millions de dollars — créerait ce genre d'activités économiques; aurais-je raison de m'attendre à de telles retombées?

Mme Green : Oui, vous auriez raison. C'est ainsi qu'il faut interpréter les chiffres.

The Chair: If you did that, what would that cost per tonne? Let's say all the regulations were put in place. You must have figured out some regulations, something to arrive at these numbers. If so, how much would that be a tonne? If you don't have that number —

Mr. Beverly: I can do it because I'm more familiar with the gas side of it. I'm sure we could transpose it over to the other side.

The additional cost to produce RNG over natural gas adds about \$7 a gigajoule, which comes to about \$140 a tonne of carbon dioxide.

The Chair: I'm fine with that. The last quick question is about Canada's landfill in Quebec. You referred to it earlier. It started selling renewable natural gas to California in 2015. How do you move it from Quebec to California?

Mr. Beverly: Commercially, with contracts. The gas is presently consumed in Quebec.

The Chair: You put it in the present pipelines.

Mr. Beverly: It's consumed in Quebec. A carbon tax is paid on that as if it was natural gas but the gas is sold commercially, because of the continental network, through contracts.

The Chair: California claims that but it's burnt in Quebec?

Mr. Beverly: Yes.

The Chair: Thank you very much for your presentation. I appreciate it.

(The committee adjourned.)

Le président : Si vous alliez de l'avant, quel serait le coût par tonne? Disons que toutes les règles étaient mises en place. Vous avez sûrement prévu certaines règles, quelque chose pour arriver à ces chiffres. Dans l'affirmative, qu'est-ce que cela coûterait par tonne? Si vous n'avez pas ce chiffre...

M. Beverly : Je peux répondre parce que je connais davantage ce qui se rapporte au gaz. Je suis certain que nous pourrions le transposer.

La production de gaz naturel renouvelable coûte environ 7 \$ de plus par gigajoule que la production de gaz naturel normal, ce qui correspond à environ 140 \$ par tonne de dioxyde de carbone.

Le président : La réponse me convient. La dernière brève question concerne les sites d'enfouissement du Canada au Québec. Vous en avez parlé plus tôt. La province a commencé à vendre du gaz naturel renouvelable à la Californie en 2015. Comment le transportez-vous du Québec à la Californie?

M. Beverly : Des contrats sont signés sur le marché. Le gaz est actuellement consommé au Québec.

Le président : Vous le transportez en vous servant de gazoducs existants.

M. Beverly : Il est consommé au Québec. Une taxe sur le carbone est payée comme s'il s'agissait de gaz naturel, mais le gaz est vendu sur le marché, compte tenu du réseau continental, à l'aide de contrats.

Le président : La Californie le déclare, mais il est brûlé au Québec, n'est-ce pas?

M. Beverly : Oui.

Le président : Merci beaucoup de vos exposés. Je vous en suis reconnaissant.

(La séance est levée.)

WITNESSES

Tuesday, May 3, 2016

Ecologic Institute US:

Max Gruenig, President.

TransAlta Corporation:

Don Wharton, Managing Director for Carbon Transition (by video conference).

Thursday, May 5, 2016

Canadian Electricity Association:

Sergio Marchi, President and CEO;

Devin McCarthy, Director, Generation and Environment.

Capital Power:

Martin Kennedy, Vice President, External Affairs.

Nova Scotia Power Inc.:

Terry Toner, Director, Environmental Services.

Canadian Biogas Association:

Jennifer Green, Executive Director;

Kevin Matthews, Director;

Donald Beverly, Director.

TÉMOINS

Le mardi 3 mai 2016

Ecologic Institute US :

Max Gruenig, président.

TransAlta Corporation :

Don Wharton, directeur général, Transition vers une réduction du carbone (par vidéoconférence).

Le jeudi 5 mai 2016

Association canadienne de l'électricité :

Sergio Marchi, président-directeur général;

Devin McCarthy, directeur, Génération et environnement.

Capital Power :

Martin Kennedy, vice-président, Affaires extérieures.

Nova Scotia Power Inc. :

Terry Toner, directeur, Services de l'environnement.

Canadian Biogas Association :

Jennifer Green, directrice générale;

Kevin Matthews, directeur;

Donald Beverly, directeur.