



CHAMBRE DES COMMUNES
HOUSE OF COMMONS
CANADA

Comité permanent des ressources naturelles

RNNR • NUMÉRO 068 • 1^{re} SESSION • 41^e LÉGISLATURE

TÉMOIGNAGES

Le mardi 26 février 2013

Président

M. Leon Benoit

Comité permanent des ressources naturelles

Le mardi 26 février 2013

• (1530)

[Traduction]

Le président (M. Leon Benoit (Vegreville—Wainwright, PCC)): Bonjour à tous et à toutes.

Nous sommes de nouveau ici, au Comité des ressources naturelles, pour poursuivre notre étude sur l'innovation dans le secteur de l'énergie. Nous allons recevoir un certain nombre de témoins au cours des prochaines réunions, parce que nous avons élargi notre liste de témoins et que tout le monde veut essayer d'inviter le plus grand nombre de témoins possible.

Aujourd'hui, nous recevons quatre témoins, deux en personne et deux par vidéoconférence.

Nous accueillons d'abord, de l'Association canadienne du gaz, Timothy Egan, président-directeur général. Je vous souhaite la bienvenue.

Nous recevons, par ailleurs, d'Energem, Marie-Hélène Labrie, vice-présidente, Affaires gouvernementales et communications. Nous sommes heureux de vous revoir ici. Vous avez déjà témoigné il y a quelques années.

Nous recevons aussi par vidéoconférence, de Calgary, en Alberta, pour représenter ENMAX Corporation, Robert Hemstock, vice-président exécutif, Services réglementaires et juridiques. Je vous souhaite la bienvenue, monsieur.

Et également par vidéoconférence, de la ville de Washington, nous accueillons Ted Michaels, président d'Energy Recovery Council. Je vous souhaite la bienvenue, monsieur Michaels.

Nous allons recueillir vos témoignages en suivant l'ordre dans lequel vos noms figurent à l'ordre du jour d'aujourd'hui. Nous allons donc commencer par M. Egan, qui dispose d'un maximum de sept minutes.

Allez-y, je vous en prie.

M. Timothy Egan (président-directeur général, Association canadienne du gaz): Je vous remercie, monsieur le président, ainsi que les membres du comité, de me donner l'occasion de comparaître aujourd'hui.

Comme vous l'avez mentionné, je m'appelle Timothy Egan, et je suis le président-directeur général de l'Association canadienne du gaz.

L'ACG est la porte-parole de l'industrie canadienne de la distribution du gaz naturel. Comme le montre la carte qui se trouve dans vos documents, nos membres sont des entreprises de distribution et de transport du gaz naturel qui fournissent des solutions énergétiques à plus de six millions de foyers, d'entreprises et d'établissements au sein de collectivités d'un bout à l'autre du pays. Concrètement, cela signifie que bien au-delà de la moitié de la population canadienne compte sur le gaz naturel pour alimenter les foyers, les appartements, les bâtiments, les hôpitaux et les écoles.

Permettez-moi également de préciser un élément qui n'est pas indiqué sur la carte: l'ACG compte environ 50 fabricants d'équipement et fournisseurs de services au sein de son association.

Aujourd'hui, j'aimerais aborder trois sujets importants en lien avec le travail du comité sur l'innovation. D'abord, je présenterai le rôle que joue le gaz naturel, comme choix énergétique abordable et efficace dans l'augmentation de la productivité. Ensuite, je vous démontrerai combien l'industrie de la distribution du gaz naturel joue un rôle important et unique dans la stimulation de l'innovation énergétique. Finalement, il sera question de deux initiatives très précises qui touchent l'innovation et sur lesquelles nous travaillons.

Parlons d'abord du rôle que peut jouer le gaz naturel, comme choix énergétique abordable pour augmenter la productivité. La plupart des gens ignorent qu'aujourd'hui, le gaz naturel occupe une place centrale dans le panier d'énergie canadien, comblant 30 % des besoins énergétiques du pays. La majorité de nos clients sont des résidences, mais les plus grands volumes de gaz naturel sont distribués à des clients non résidentiels comme des entreprises, des établissements et de grandes industries pour le chauffage et les procédés industriels.

Si vous consultez la carte une fois de plus, vous pourrez constater qu'actuellement une infrastructure de gazoducs de grande envergure et des installations de stockage transportent le gaz naturel partout au pays et sur le continent. Concrètement, le secteur de la distribution du gaz naturel a investi près de 14 milliards de dollars dans ce vaste réseau et continue d'investir près de 2 milliards de dollars chaque année pour assurer que le fonctionnement et l'entretien du système sont sécuritaires et fiables.

Quant à l'avenir, nous croyons qu'il est fort possible que le gaz naturel comble efficacement et à moindre coût les besoins énergétiques résidentiels, institutionnels et industriels du Canada. Ces gains d'efficacité et ces économies de coûts énergétiques font augmenter la productivité et favorisent les investissements au Canada.

Le gaz naturel a toujours été un choix énergétique abordable. En effet, les données de Statistique Canada indiquent que le coût d'utilisation du gaz naturel pour chauffer les foyers a chuté d'environ 19 % en seulement cinq ans, ce qui a davantage accentué le caractère abordable de cette énergie pour l'utilisateur final.

En guise de comparaison, le coût de l'électricité au cours de la même période a augmenté de plus de 12 % et le coût du mazout et des autres combustibles de pétrole raffiné a augmenté de plus de 46 %. Donc, alors que l'ensemble des dépenses énergétiques des ménages augmente, le gaz naturel demeure, quant à lui, très abordable.

Au-delà des avantages pour le propriétaire résidentiel, ceci s'avère également d'une grande valeur pour les clients commerciaux et industriels. Pour les écoles, les hôpitaux, les petites entreprises ou les grandes industries, une réduction des coûts d'exploitation, tout en maintenant le même niveau de service à la clientèle ou de production, signifie que les économies peuvent être utilisées à d'autres fins ou peuvent contribuer à maintenir et à renforcer la compétitivité.

Bien sûr, un autre avantage du gaz naturel est qu'il est un choix de combustible efficace, propre, très flexible dans ses applications et compatibles avec bon nombre d'autres technologies. De plus, les applications technologiques du gaz naturel sont hautement efficaces.

Cela dit, abordons maintenant la question du rôle important et unique du gaz naturel dans la stimulation de l'innovation énergétique, qui est le sujet de vos discussions. Les entreprises de distribution de gaz investissent depuis fort longtemps dans les personnes et dans les collectivités où elles exercent leurs activités. Cela signifie qu'elles possèdent de l'expérience pour offrir de nouvelles technologies aux consommateurs; qu'elles sont bien financées et stables, donc bien placées pour démarrer des projets et pour contribuer à atténuer les risques; qu'elles disposent d'une main-d'oeuvre compétente pour exploiter des systèmes de gaz naturel; qu'elles peuvent rapidement mettre en oeuvre de nouvelles technologies énergétiques d'utilisation finale grâce à des efforts communs; qu'elles sont reconnues pour concevoir et mettre en oeuvre des programmes novateurs et rentables.

Avec cette expertise et ces antécédents, les entreprises de distribution de gaz naturel disposent d'un positionnement unique pour travailler avec un éventail d'intervenants afin d'aider à introduire les innovations technologiques dans la phase d'implantation et de commercialisation.

Pour illustrer l'intérêt de notre industrie à stimuler l'innovation, permettez-moi de souligner deux initiatives qui sont actuellement en développement.

La première s'appelle ETIC, ou Innovation et technologie de l'énergie du Canada. Elle a été fondée en 2011 par l'industrie de la distribution du gaz naturel dans le but de stimuler l'application de nouvelles technologies reliées à l'utilisation finale du gaz naturel et d'améliorer les technologies actuelles. ETIC se concentre sur quatre domaines précis: l'usage industriel, le transport, le gaz naturel renouvelable et les systèmes énergétiques intégrés pour les collectivités. Ce sont là des domaines pour lesquels nous croyons en la possibilité d'optimiser l'utilisation de solutions technologiques de gaz naturel novatrices et efficaces.

ETIC cherche à établir des relations avec d'autres organismes privés ou publics intéressés afin d'obtenir du soutien dans le cadre de son programme d'innovation et de projets précis. Nous avons collaboré avec CANMET, le Gas Technology Institute aux États-Unis, le Groupe européen de recherches gazières et nous sommes en discussion avec le Conseil national de recherches et Technologies du développement durable Canada en vue d'une éventuelle collaboration.

• (1535)

Pour ce qui est de cette dernière initiative, j'aimerais signaler plus particulièrement les discussions que nous tenons actuellement sur un mécanisme de financement coopératif ciblé pour stimuler l'innovation dans les applications relatives au gaz naturel. Nous croyons que l'ACG et TDDC peuvent conjointement faire avancer des possibilités de projets importants dans l'intérêt des Canadiens.

À ce jour, 20 projets d'une valeur totale d'environ 9,5 millions de dollars ont été mis de l'avant grâce à ETIC.

La deuxième diapositive que vous retrouvez dans vos documents souligne certains des projets particuliers qui ont vu le jour dans le cadre d'ETIC, notamment des exemples de partenaires qui y ont contribué et l'appui financier de certains autres.

Nous croyons que l'initiative ETIC offre une tribune unique pour réaliser des projets avec des partenaires intéressés, tribune où les connaissances en matière de technologie et d'innovation sont partagées et où les fonds sont pleinement exploités. Nous voulons établir une relation plus étroite avec le gouvernement, dans la mesure du possible. Je cite en exemple les projets des chauffe-eau sur lesquels nous avons travaillé en étroite collaboration avec RNCAN. Ce projet, qui a largement misé sur les investissements publics, offrira des avantages réels aux clients en matière d'économie d'énergie.

Le deuxième projet que je veux porter à l'attention du comité concerne la possibilité d'offrir du gaz naturel dans les collectivités dépourvues de canalisation, notamment dans tout le nord du Canada. Si vous retournez à la carte dans vos documents, vous pourrez voir que le réseau actuel de distribution de gaz naturel dessert des clients dans des centres urbains ou à proximité. Nous croyons qu'il est possible d'élargir le système de distribution du gaz naturel pour offrir des services énergétiques plus abordables, plus propres et plus efficaces aux clients, aux collectivités et aux industries situées à l'extérieur du système de distribution actuel et dans les régions plus éloignées.

Nous sommes actuellement en pourparlers avec des fournisseurs de technologies comme General Electric et des utilisateurs finaux de grande envergure comme l'industrie minière du Canada par le biais de nos homologues à l'Association minière du Canada dans le but d'échanger des idées visant à trouver une solution reliée au gaz naturel pour combler les besoins énergétiques des collectivités du Nord.

Un grand nombre de ces collectivités dépendent actuellement du diesel. Envisager des solutions énergétiques plus propres et plus abordables pour ces clients peut satisfaire plusieurs priorités nationales. En voici quelques-unes: stimuler la croissance économique et augmenter la productivité; encourager le développement industriel dans le Nord du Canada; détecter de nouveaux marchés pour des produits canadiens comme le gaz naturel; réaliser des objectifs environnementaux; soutenir un programme en matière d'innovation; offrir aux collectivités nordiques la possibilité d'utiliser une énergie plus abordable, énergie souvent financée au moyen de deniers publics, et profiter d'un meilleur rendement des services énergétiques.

En ce moment, nous sommes en cours d'examiner des options technologiques en matière de GNL, ou de gaz naturel liquéfié, pour l'ensemble du marché des collectivités dépourvues de canalisation. Nous étudions la logistique et l'aspect économique lié à la livraison du GNL par camion, par barge ou par train d'une façon fiable pour ces clients. Nous concevons un plan rigoureux des possibilités comme aide visuelle pour tous les décideurs afin qu'ils puissent en comprendre la taille et la portée. Et nous examinons la possibilité de projets pilotes dans des endroits sélectionnés dans le Nord du Canada.

Dans le cadre de nos efforts pour chercher à répondre à tous ces points, nous nous pencherons sur des possibilités d'engagement avec des fonctionnaires de Ressources naturelles Canada et du ministère des Affaires autochtones et du Développement du Nord canadien.

Monsieur le président, je vous remercie de m'avoir donné l'occasion de m'exprimer devant le comité. Je crois que je vais m'arrêter ici et répondre aux questions des membres du comité.

● (1540)

Le président: Merci beaucoup, monsieur Egan.

Nous passons maintenant à Marie-Hélène Labrie, d'Enerkem.

Allez-y, je vous prie; vous avez, tout au plus, sept minutes.

[Français]

Mme Marie-Hélène Labrie (vice-présidente, Affaires gouvernementales et communications, Enerkem): Merci.

Bonjour. Tout d'abord, au nom d'Enerkem, j'aimerais vous remercier de m'avoir invitée à participer aux travaux du Comité permanent des ressources naturelles reliés à l'innovation dans le secteur de l'énergie.

[Traduction]

Dans mon exposé, je vais discuter de l'expérience d'Enerkem, des avantages de ses innovations pour le Canada, des défis liés au développement et à la commercialisation des innovations dans le secteur énergétique, du rôle du gouvernement et du potentiel pour l'avenir.

Enerkem produit des biocarburants à partir de déchets. Grâce à sa technologie brevetée, Enerkem convertit des déchets municipaux solides non recyclables, comme des résidus du bois et d'autres matières biologiques constituées de déchets en éthanol et en produits chimiques renouvelables.

À partir de son bureau principal à Montréal, Enerkem exploite une centrale de démonstration et une usine pilote dans la province de Québec.

La technologie propre d'Enerkem est maintenant prête à être déployée commercialement. La société s'emploie à construire une centrale de valorisation énergétique des déchets en biocarburants à pleine échelle à Edmonton, en Alberta, et elle développe des installations semblables à Varennes, au Québec et au Mississippi.

Chacune de ces centrales produira 38 millions de litres d'éthanol de deuxième génération par année, ce qui est suffisant pour alimenter 400 000 véhicules à l'aide d'un mélange éthanol-essence de 5 %.

Les installations et les technologies d'Enerkem contribueront à diversifier notre panier énergétique et à écologiser des produits quotidiens tout en offrant une solution de rechange à l'enfouissement des déchets.

[Français]

L'entreprise a été fondée en 2000 par Esteban Chornet, professeur émérite de l'Université de Sherbrooke, et son fils, Vincent Chornet, un entrepreneur. Elle emploie aujourd'hui plus de 130 personnes.

Depuis sa création, Enerkem a recueilli plus de 200 millions de dollars en financement privé. Les actionnaires et investisseurs d'Enerkem incluent des groupes de capital de risque québécois et américains. Enerkem a même réussi à attirer dans son actionnariat de grandes sociétés telles que Waste Management et Valero, la maison mère d'Ultramar.

[Traduction]

De nos jours, Enerkem produit de l'éthanol cellulosique à partir de vieux poteaux électriques et de déchets urbains solides dans sa centrale de démonstration à Westbury, au Québec. Grâce à sa société affiliée, Enerkem Alberta Biofuels, Enerkem a signé une entente de 25 ans avec la Ville d'Edmonton pour construire et exploiter une centrale destinée à produire des biocarburants de nouvelle génération

fabriqués à partir de déchets municipaux solides non recyclables et non compostables. Ce projet fait l'objet d'un partenariat entre Enerkem, la Ville d'Edmonton et Alberta Innovates. On s'attend à ce que ce soit la première collaboration mondiale entre un centre métropolitain et un producteur de biocarburants à partir de déchets qui utilisera des déchets urbains solides pour les transformer en carburants et en produits chimiques écologiques. La construction de cette installation va bon train, et cette centrale commerciale entrera en opération plus tard cette année.

[Français]

La future usine d'Enerkem à Varennes sera exploitée en partenariat avec Éthanol GreenField. Cette usine utilisera des matières résiduelles urbaines non recyclables, comme les débris de construction et de démolition. Les travaux d'ingénierie progressent et la construction débutera cette année.

[Traduction]

Cette première centrale unique en son genre sera située sur le site d'une installation existante qui produit de l'éthanol à partir de grains exploitée par GreenField Ethanol. Elle figurera parmi les premières centrales du monde à intégrer des installations de production de biocarburants de première et de deuxième génération. Le gouvernement fédéral contribue à ce projet grâce au Fonds de biocarburants ProGen de TDDC.

● (1545)

[Français]

L'innovation industrielle d'Enerkem génère de multiples retombées.

D'abord, sur le plan économique, Enerkem emploie aujourd'hui plus de 130 personnes, ce qui représente une croissance de plus de 400 % depuis 2008. Chaque nouvelle usine à pleine échelle d'Enerkem créera 40 emplois directs permanents, environ 50 emplois indirects permanents et plus de 200 emplois durant la construction. Ces usines stimulent l'emploi dans le secteur manufacturier. L'usine en construction en Alberta génère des retombées de plus de 40 millions de dollars en contrats d'équipement industriel et en services d'ingénierie dans quatre provinces au Canada.

Sur le plan énergétique, Enerkem contribue à augmenter la production de biocarburants au pays et permettra de réduire les importations de biocarburants provenant des États-Unis et du Brésil.

Sur le plan environnemental, les usines d'Enerkem permettent de réduire les émissions de gaz à effet de serre de plus de 60 % par rapport à l'essence. De plus, elles offrent aux collectivités une solution durable à la gestion de leurs matières résiduelles ainsi qu'une solution de rechange à l'enfouissement et à l'incinération.

Les défis reliés au développement et à la commercialisation d'une technologie innovatrice comme celle d'Enerkem sont nombreux. Les politiques et programmes gouvernementaux jouent un rôle crucial afin d'assurer le succès de ces innovations, de la R-D à la commercialisation.

Durant les phases de développement et de pilotage, les crédits de R-D du Québec et du gouvernement fédéral, ainsi que les programmes de soutien à la recherche des ministères des Ressources naturelles du Québec et du gouvernement fédéral, ont joué un rôle important.

Outre les défis techniques, c'est la chaîne de financement qui représente le plus grand défi, car l'innovation industrielle dans le secteur de l'énergie requiert un apport important de capitaux. Pour sa phase de démonstration, Enerkem a bénéficié du soutien du fonds des technologies de développement durable de TDDC. Aujourd'hui, TDDC contribue au financement de la phase de commercialisation d'Enerkem en soutenant le projet d'usine à Varennes, au Québec, par l'entremise de son Fonds de biocarburants ProGen.

La seule ombre au tableau est le fait que le programme écoÉNERGIE pour les biocarburants ne puisse être disponible pour les carburants de nouvelle génération.

[Traduction]

Les projets commerciaux pour la production des biocarburants de nouvelle génération sont maintenant prêts à être élaborés dans plusieurs provinces canadiennes. Malheureusement, ces projets n'ont pas accès à l'incitatif écoÉNERGIE réservé aux producteurs de biocarburants, étant donné que le programme n'acceptait plus de nouveaux candidats en 2010. Cette situation place des projets uniques en leur genre en position de désavantage concurrentiel par rapport aux producteurs canadiens de biocarburants existants, qui peuvent se prévaloir de ces incitatifs; ces projets sont également désavantagés par rapport aux producteurs de biocarburants cellulose des États-Unis, qui peuvent être admissibles à un incitatif fédéral destiné aux producteurs, en plus d'une prime, le Cellulosic RIN Credit, qui fait partie du programme américain RFS.

L'incitatif écoÉNERGIE pour les biocarburants s'est avéré efficace pour ce qui est d'attirer des investisseurs privés dans le secteur de la production d'éthanol de première génération. Nous croyons fermement que les producteurs de biocarburants de nouvelle génération devraient également avoir droit à un incitatif d'exploitation pour leur première année d'existence.

[Français]

Le potentiel que représente le secteur des carburants cellulose est grand. Il suffit de regarder les retombées que génère aujourd'hui l'éthanol de première génération pour comprendre les répercussions économiques.

[Traduction]

Dans son rapport de 2011 sur la contribution éventuelle de l'éthanol dans le secteur du transport canadien, le Conference Board du Canada stipule que:

La production d'éthanol a une incidence économique annuelle d'environ 1,2 milliard de dollars et génère près de 240 millions de dollars en recettes fiscales fédérales et provinciales.

La croissance future du secteur des biocarburants proviendra du secteur des biocarburants de nouvelle génération. Ce secteur offre des possibilités de synergie avec des industries traditionnelles comme la foresterie, l'agriculture et la gestion des déchets. En Amérique du Nord, ce secteur a contribué à la construction de centrales de production de biocarburants cellulose à une vitesse accélérée, en dépit des défis supplémentaires découlant du chaos financier mondial, qui réduit considérablement l'accès au capital. Des projets commerciaux de grande envergure sont en cours de construction et de développement dans de nombreux États et provinces partout en Amérique du Nord.

J'ai avec moi un rapport publié en décembre dernier par le secrétaire de l'agriculture des États-Unis, Tom Vilsack, sur les progrès de l'industrie. La carte indiquant les centrales de biocarburants cellulose actuelles et les projets commerciaux en cours de développement et de construction démontre que le secteur est prêt à

faire une contribution considérable quant aux normes portant sur les carburants renouvelables en Amérique du Nord.

Le projet d'Enerkem à Edmonton figure sur cette carte, étant donné son importance pour l'avancement de l'industrie des biocarburants en Amérique du Nord.

En conclusion,

[Français]

j'aimerais rappeler que l'innovation industrielle dans le secteur de l'énergie stimule les économies régionales, diversifie notre portefeuille d'énergie à l'échelle du pays, offre la possibilité de revitaliser le secteur manufacturier au Canada et de positionner ce dernier à l'avant-scène en matière de technologies propres.

[Traduction]

Comme le Canada est appelé à réduire ses émissions de GES, nos innovations et nos projets commerciaux peuvent faire en sorte que nous puissions atteindre nos engagements à cet égard.

● (1550)

[Français]

Enerkem entre maintenant dans sa phase de commercialisation. C'est à ce stade que les entreprises innovatrices réalisent leur potentiel commercial et génèrent les retombées économiques, sociales et environnementales attendues. Enerkem souhaite continuer de contribuer au développement économique du Canada en développant, ici et ailleurs dans le monde, des usines pour la production de biocarburants de nouvelle génération.

Je vous remercie de votre attention.

[Traduction]

Le président: Merci madame Labrie, la représentante d'Enerkem.

Nous cédon maintenant la parole à notre prochain témoin, qui se joint à nous par vidéoconférence de Calgary, et qui représente ENMAX Corporation. Il s'agit de Robert Hemstock, vice-président exécutif, service réglementaire et juridique.

Monsieur Hemstock, on vous écoute.

M. Robert Hemstock (vice-président exécutif, Services réglementaires et juridiques, ENMAX Corporation): Monsieur le président et membres du comité, merci de l'invitation à prendre la parole.

Aujourd'hui, je vais parler en particulier de l'innovation dans le secteur de l'électricité.

La société ENMAX est une filiale à 100 % à but lucratif détenue par la ville de Calgary. Nous sommes présents dans trois secteurs de base: la production d'électricité par le biais d'accords d'achat d'énergie au charbon, le gaz naturel, l'énergie éolienne et les installations de microproduction. Nous détenons également des fils réglementés dans la ville de Calgary, tant pour la transmission que pour la distribution. Nous approvisionnons également les consommateurs finaux en Alberta — les consommateurs industriels, commerciaux et résidentiels — en électricité et en gaz naturel.

Nos recettes sont d'environ 3 milliards de dollars par année, et nous comptons 1 700 employés et environ 830 000 consommateurs dosés en Alberta. Nous exerçons des activités partout en Alberta, et non seulement à Calgary. À l'heure actuelle, nous détenons ou contrôlons plus de 2 000 mégawatts en production d'électricité dans le marché albertain.

Je vais vous décrire deux exemples de ce que nous croyons être des projets de production électrique propres, rentables, efficaces et fiables que nous menons présentement en Alberta.

Le premier projet dont je vais parler est la centrale électrique à cycle combiné alimentée au gaz naturel Shepard; il s'agit d'une installation de 800 mégawatts alimentée au gaz naturel dont l'exploitation devrait commencer au début de 2015. À ce jour, environ 50 % du projet est bâti. Nous venons de conclure un partenariat avec Capital Power Corporation, une autre entreprise de l'Alberta, à qui nous avons vendu 50 % des intérêts de la centrale Shepard.

Cette centrale est dotée d'une technologie de renommée mondiale, soit les plus récentes turbines au gaz naturel de Mitsubishi qui sont à la fois efficaces et propres. Nous mesurons le rendement et la propreté de la production électrique en nous fiant à deux facteurs: tout d'abord, le facteur du rendement qui consiste à déterminer la quantité de gaz naturel requise pour produire un mégawatt heure d'électricité, puis le facteur environnemental qui mesure les contaminants atmosphériques et les émissions de gaz à effet de serre. Si on tient compte de ces émissions, il ne fait aucun doute que cette technologie est de renommée mondiale.

En plus de produire de l'électricité, la conception de la centrale permet de produire de la vapeur à faible et moyenne pression pour chauffer et climatiser de nouveaux lotissements du secteur de Shepard, qui est un très vaste parc industriel dans la partie sud-est de Calgary où la centrale a été construite.

Notre objectif est d'avoir recours à des tours de refroidissement pour transformer la chaleur perdue qui pourra être utilisée dans les procédés commerciaux et de réchauffement. L'usine est très novatrice puisqu'elle utilise l'eau recyclée de la station d'épuration de Bonnybrook à Calgary. L'approvisionnement en eau de cette usine de coproduction au gaz naturel viendra non pas d'une rivière, mais d'une usine d'épuration pour l'appoint en eau et l'appoint en eau de la chaudière. L'usine est située près de Calgary et, comme l'infrastructure de transmission requise pour acheminer les électrons produits à l'utilisateur est moindre que si l'usine se trouvait dans une région éloignée de l'Alberta, elle offre un rendement avantageux.

Il s'agit d'une installation clé qui est présentement en cours de développement.

La deuxième usine dont j'aimerais parler aujourd'hui est le Bonnybrook Energy Centre, qui est également une centrale électrique à cycle combiné alimentée au gaz naturel. Elle se trouvera à quelques kilomètres du centre-ville de Calgary. L'élément novateur de ce projet est que la chaleur perdue provenant de l'usine alimentée au gaz naturel sera récupérée pour chauffer les immeubles du centre-ville de Calgary. En fait, le centre de l'énergie du district de Calgary est déjà construit et en fonctionnement. Il se trouve à environ deux pâtés de maisons au nord du Saddledome, sur la 9^e avenue. À l'heure actuelle, grâce à des chaudières à gaz, il produit de l'eau chaude utilisée pour chauffer l'hôtel de ville, le Bow Valley College de Calgary et des gratte-ciels du centre-ville de Calgary.

Nous espérons que cette usine combinée sera raccordée par conduite à la centrale qui sera construite dans le secteur d'Ogden, à environ deux kilomètres de la centrale électrique de quartier; de là, la chaleur perdue de la centrale au gaz naturel sera acheminée à la centrale électrique de quartier et distribuée aux immeubles de Calgary. La capacité actuelle de la centrale électrique de quartier est de 10 millions de pieds carrés d'espaces de bureaux.

• (1555)

Voilà pour ces deux projets. Il y a d'autres projets mentionnés dans le document que j'ai fourni. ENMAX les juge innovateurs mais, vu le peu de temps dont je dispose, je ne les aborderai pas dans mon exposé.

Pour la question de savoir comment le gouvernement fédéral peut soutenir l'innovation, je rappellerai au comité qu'il y a en Alberta un marché de l'électricité concurrentiel, où les investissements résultent des pressions du marché et de la concurrence et où l'argent des actionnaires est en jeu. Mon message clé pour le comité à ce chapitre? Que, pour une nouvelle production d'électricité en Alberta, surtout dans un marché de l'énergie concurrentiel, il faut une certitude réglementaire et une perspective raisonnable de recouvrement des investissements et de rendement du capital investi.

Les mesures législatives récemment adoptées par le gouvernement fédéral en ce qui concerne la production d'électricité à partir de charbon en constitue, selon nous, un bon exemple. La réglementation stipule très clairement les attentes et les exigences pour la production d'électricité à partir de charbon en Alberta. Elle permet au secteur de planifier clairement l'échéancier de la fermeture des installations. Pour appuyer le développement du type de technologie innovatrice dont je viens de parler, c'est essentiel, parce que cela permet à des sociétés comme ENMAX de comprendre à quoi ressemblera l'offre d'énergie en Alberta dans un avenir même lointain et de planifier en fonction de cela de nouvelles installations de production à même de répondre à la demande.

Le dernier volet de mon exposé a trait aux défis futurs en matière d'innovation. Le dernier élément clé de la politique fédérale qui aura des répercussions majeures pour le secteur de la production d'électricité est la réglementation des principaux contaminants atmosphériques. Notre message sur ce point est que le gouvernement albertain, entre autres, est déjà en voie de réglementer les principaux contaminants atmosphériques, si bien que nous exhortons le gouvernement fédéral à continuer à travailler en étroite collaboration avec le gouvernement albertain — et nous sommes heureux de voir que c'est bien le cas, à ce stade-ci — pour veiller à ce qu'une réglementation des principaux contaminants atmosphériques ne freine pas le progrès et l'innovation, en rendant perdants des projets autrement rentables.

Merci encore de nous avoir donné l'occasion de témoigner. Je serai heureux de répondre à vos questions si vous en avez.

Le président: Merci, monsieur Hemstock. C'était le représentant d'ENMAX.

Nous passons maintenant à Ted Michaels, président de l'Energy Recovery Council, qui se joint à nous par vidéoconférence de Washington D.C.

Bienvenue, monsieur Michaels. À vous la parole, si vous le voulez bien.

M. Ted Michaels (président, Energy Recovery Council): Merci beaucoup.

Monsieur le président, membres du comité, je suis heureux de pouvoir me joindre à vous cet après-midi par vidéoconférence afin de parler du rôle de la valorisation énergétique des déchets dans l'innovation en matière d'énergie.

Je suis président de l'Energy Recovery Council, association commerciale nationale des sociétés et collectivités actives dans le secteur de la valorisation énergétique des déchets aux États-Unis. À ce titre, je travaille en collaboration avec la Canadian Energy-From-Waste Coalition, qui fait un excellent travail au Canada.

Permettez-moi de brosser un portrait de ce qui se fait aux États-Unis et de la façon dont ces pratiques se comparent et s'associent à ce qui se passe ailleurs dans le monde. Je pense que cela vous donnera une idée de la façon dont d'autres collectivités sont actives dans le secteur et stimulent l'innovation.

Aux États-Unis, il y a 85 installations de valorisation énergétique des déchets. Quand je parle de valorisation énergétique des déchets, je parle des installations qui utilisent les déchets solides municipaux — c'est-à-dire des déchets de ménages ou de bureaux ou encore d'édifices de ce type, faisant l'objet d'une collecte — et qui les convertissent en électricité ou en vapeur au moyen de différentes technologies: combustion, gazéification, pyrolyse ou gazéification au plasma.

Il existe effectivement des technologies permettant de transformer les déchets solides et municipaux en carburant, comme celle que vient de décrire le porte-parole d'Enerkem. Toutefois, notre association représente à l'heure actuelle des entités actives dans le secteur de la production d'électricité. C'est une technologie importante pour produire de l'électricité et gérer les déchets, mais c'est, avant tout, une fonction de gestion des déchets solides. C'est le besoin de gérer les déchets et les ordures qui amène l'existence d'un secteur de la valorisation énergétique des déchets. L'énergie que l'on en retire est une conséquence positive de la gestion durable des déchets.

Aux États-Unis, nous croyons fermement à la hiérarchie des déchets solides: réduire, réutiliser, recycler autant que possible; puis la valorisation énergétique des déchets, avant leur enfouissement. Sur la scène internationale, les pays les plus avancés ont un taux de recyclage allant de 60 à 65 %. Personne ne recycle 100 % des déchets, mais les pays qui ont le plus fort taux de recyclage ont également la plus forte utilisation de la valorisation énergétique des déchets, ainsi que le plus faible recours à l'enfouissement. C'est une approche que nous aimerions promouvoir aux États-Unis et qui serait, nul doute, un exemple de modèle durable pour le Canada.

Pourquoi le reste du monde investit-il tant dans la valorisation énergétique des déchets? Je dirais en effet que certaines parties du monde — l'Europe de l'Ouest, l'Asie — font mieux ou vont bientôt faire mieux que les États-Unis en matière de gestion des déchets. Manifestement, la masse terrestre d'un pays influe beaucoup sur l'intérêt à l'égard de la valorisation énergétique des déchets. En Europe de l'Ouest, où la densité démographique est incroyablement élevée, les terrains coûtent cher, et il est incroyablement difficile de créer de nouveaux sites d'enfouissement, si bien qu'il est logique d'avoir recours à la valorisation énergétique des déchets. On pourrait croire que l'espace ne manque pas en Chine, vu une masse terrestre à peu près équivalente à celle des États-Unis, mais la population y est quatre fois plus nombreuse. C'est pourquoi la Chine va construire des centaines d'installations de valorisation énergétique des déchets dans les 10 ou 20 prochaines années. Le processus est déjà largement entamé et offre des perspectives très intéressantes. Le pays a adopté des politiques qui stimulent l'investissement dans ses technologies de valorisation énergétique des déchets.

Pourquoi prendre une telle mesure? Pour la gestion des terres, mais aussi pour la production d'électricité, car tout le monde a besoin d'énergie. Il devrait y avoir des mesures incitatives à cette production

d'électricité à partir de ressources non fossiles. C'est, en outre, une technologie d'énergie de base qui, contrairement à une éolienne, produit de l'électricité 24 heures sur 24, 7 jours sur 7. Enfin, c'est une technologie positive pour le bilan de production de gaz à effet de serre. On constate, en effet, une réduction nette des GES sur un cycle de vie: chaque tonne de déchets envoyée à une installation de valorisation énergétique des déchets ne finit pas dans un site d'enfouissement où elle aurait produit du méthane, gaz à effet de serre beaucoup plus néfaste que le dioxyde de carbone. De plus, l'électricité produite dans une de nos installations n'a pas à être produite dans une centrale conventionnelle. Accessoirement, les métaux recyclés à la suite du processus de combustion peuvent être transformés en nouveaux produits, pour lesquels on n'a pas à utiliser de nouvelles matières premières, ce qui se traduit également par une réduction des gaz à effet de serre.

● (1600)

La comparaison entre les émissions évitées et celles résultant des activités anthropogéniques de valorisation énergétique des déchets, effectuée par l'Environmental Protection Agency chez nous et par d'autres organismes de protection de l'environnement dans le monde, montre qu'une installation de valorisation énergétique des déchets entraîne une diminution nette des émissions de gaz à effet de serre.

Comme l'a dit le témoin d'Enerkem, la valorisation énergétique des déchets crée en outre de l'emploi. Aux États-Unis, il y a plus de 5 000 personnes qui travaillent dans le secteur, avec des sociétés implantées partout au pays. Une installation moyenne compte environ 60 employés bien payés, outre les centaines d'emplois de construction créés pendant quelques années. Et les installations peuvent durer des décennies.

La pratique encourage le recyclage. Comme je l'ai mentionné, on peut récupérer des métaux à l'issue du processus de production d'énergie par combustion des déchets. En outre, qui dit valorisation énergétique des déchets dit forcément gestion poussée des déchets solides. Les collectivités qui investissent les types de capitaux nécessaires à une installation de valorisation énergétique des déchets ont généralement une approche de gestion des déchets solides sophistiqués, avec autant de recyclage que possible avant la mise aux rebuts.

En Amérique, les collectivités produisant de l'électricité à partir des déchets ont un plus fort taux de recyclage que les autres.

En matière de technologie, la combustion est l'approche dominante en Amérique. C'est une question qu'on me pose souvent. La totalité des 85 installations existant aux États-Unis repose sur des technologies de combustion. Il y a toutefois des centaines de sociétés qui mettent au point des techniques autres que la combustion: la gazéification des déchets, leur pyrolyse ou le recours à la technique de l'arc sous plasma. Toutes ces technologies sont prometteuses, avec toutefois un bémol: à l'heure actuelle, aux États-Unis, personne n'a été en mesure de mettre en oeuvre ces technologies à une échelle commerciale pour gérer les déchets municipaux solides mixtes. J'imagine que cela changera dans les années qui viennent, au fur et à mesure que plus de capital-risque sera investi dans ces projets.

Avec l'amélioration de la technologie par le biais de projets expérimentaux puis commerciaux, il serait logique que des solutions de rechange à la combustion voient le jour. Le moment venu, on pourra jauger la capacité de ces technologies à compléter le parc d'installation de valorisation énergétique des déchets aux États-Unis et dans le monde.

La vérité est que les facteurs économiques jouent un rôle prépondérant. L'une des raisons pour lesquelles les États-Unis n'ont pas autant d'installations que l'Europe est que les terres sont moins rares chez nous qu'en Europe. Nous avons beaucoup de terrains, et ils sont peu coûteux. En Europe, les sites d'enfouissement sont lourdement taxés, ce qui a rendu la valorisation énergétique des déchets plus rentable.

Pour stimuler l'investissement dans ces technologies aux États-Unis — et j'imagine que cela fonctionnerait bien au Canada aussi —, il faut des mesures incitatives adoptées par les États, chez nous, ou le gouvernement fédéral, dans votre cas.

L'investissement va là où il existe des politiques visant à promouvoir des technologies — au Royaume-Uni et à d'autres endroits en Europe occidentale, ainsi qu'en Asie, à l'heure actuelle. Nous aimerions beaucoup voir les États-Unis s'ajouter à la liste. Il y a beaucoup de déchets; la technologie a fait ses preuves, même si elle est en évolution constante. Selon moi, c'est un secteur vraiment prometteur.

Je vais m'arrêter là. Je serai heureux de répondre à vos questions si vous en avez.

•(1605)

Le président: Merci. C'était M. Michaels de l'Energy Recovery Council of Washington D.C.

Nous passons maintenant aux questions et commentaires, en commençant par le parti ministériel. Madame Crockatt, vous avez la parole pour sept minutes.

Mme Joan Crockatt (Calgary-Centre, PCC): Parfait. Merci, monsieur le président.

J'aimerais commencer par Marie-Hélène Labrie, à qui j'ai une petite question à poser.

Je me demandais si l'allocation différée au titre des immobilisations, à laquelle on doit, plus ou moins, le démarrage du développement des sables bitumineux de l'Alberta, serait appropriée pour votre secteur. Vous avez en effet mentionné le besoin d'un capital de démarrage au début de la phase de commercialisation. Serait-ce un bon démarrage, quand on voit qu'il y a maintenant 244 millions de dollars de recettes fiscales qui entrent dans les coffres?

Mme Marie-Hélène Labrie: Est-ce que c'est similaire à un amortissement accéléré?

Mme Joan Crockatt: Oui, précisément. Vous pourriez utiliser ceci comme réduction d'impôt tant que vous ne gagnez pas d'argent, afin de ne pas payer d'impôt sur l'amortissement.

Mme Marie-Hélène Labrie: Je ne suis pas sûre que ces usines payent nécessairement des impôts durant leurs premières années de fonctionnement; j'ignore donc si ce serait un bon outil, au début. Par contre, la capacité d'attirer des investissements privés, par exemple au moyen d'actions accréditatives, serait utile. Il y a des mécanismes fiscaux qui pourraient donner un coup de pouce.

Il faudrait que je parle à mes collègues des finances, mais je sais qu'il y a actuellement des mesures incitatives fiscales disponibles pour le secteur des hydrocarbures, y compris des actions accréditatives, que nous avons étudiées et qui nous intéresseraient. Hélas, nous n'y avons pas accès, vu qu'elles sont généralement liées à la phase d'exploration pour le pétrole et le gaz. Mais je pense que c'est une idée qui mérite d'être approfondie.

Mme Joan Crockatt: Parfait, merci.

J'ai maintenant une question pour Timothy Egan, de l'Association canadienne du gaz.

Il y a bien des gens qui s'imaginent que le secteur gazier fait peu appel à la technologie, puisqu'il s'agit simplement de pousser le gaz dans une conduite pour le transporter d'un point à un autre. Pourriez-vous parler des innovations et du degré de compétence technique que doivent avoir les gens oeuvrant dans le secteur?

•(1610)

M. Timothy Egan: En effet, c'est un jugement cavalier souvent porté à l'égard du secteur, parce que les gens supposent qu'on n'a pas besoin de chercher midi à quatorze heures pour faire circuler une matière première dans un tuyau.

Or, la technologie joue en fait un rôle important à tous les stades de la chaîne de valeur du gaz naturel. L'innovation technologique dont on entend le plus parler actuellement est la récupération du gaz de schiste qui a rendu rentable l'exploitation de vastes réserves de gaz auparavant supposées inaccessibles. Cela a eu des répercussions spectaculaires sur le marché nord-américain et cela semble destiné à faire aussi des vagues sur les marchés mondiaux. C'est une innovation technologique majeure.

Mme Joan Crockatt: Mais sommes-nous en tête? Sommes-nous en dixième position mondiale? Pour la création d'emplois techniques de haute qualité et à valeur ajoutée dans votre secteur, quel est le classement du Canada?

M. Timothy Egan: Je suis mal placé pour dire ce qu'il en est en amont. Nous sommes à l'aval.

Mais j'allais passer en revue l'ensemble de la chaîne de valeur.

Mme Joan Crockatt: Fort bien. Je vous laisse faire.

M. Timothy Egan: Selon moi, nous sommes des chefs de file mondiaux dans la technologie des grandes lignes de transmission. Nous sommes de véritables innovateurs dans ce domaine, ce qui n'a rien de surprenant, compte tenu des distances qu'il est nécessaire de parcourir pour faire parvenir le gaz naturel d'un bout à l'autre du pays.

Pour l'innovation en aval, je dirais que nous sommes moins bien placés. Une bonne part de nos applications technologiques pour le gaz naturel commence à remonter à un certain temps. C'est d'ailleurs la raison pour laquelle nous avons récemment lancé l'initiative ETIC, que j'ai évoquée dans mon exposé. Elle vise à nous faire remonter dans la chaîne de valeur, ou plutôt dans le classement des pays en matière d'innovation technique, car nous croyons qu'il existe des occasions d'innovation majeures dans le secteur du gaz naturel.

La deuxième partie de votre question portait sur les habiletés techniques et la capacité technologique du secteur. Eh bien, elle est remarquable. Les gens s'imaginent que l'exploitation des ressources naturelles est un secteur d'équarisseurs de tronc et de tireurs d'eau. Loin de là. Le niveau d'expertise technique est en fait extraordinaire, tout au long de la chaîne de valeur. Ces employés sont grassement rémunérés et hautement qualifiés tant du côté de l'extraction que de celui de la transmission ou de la distribution. On compte, dans le secteur de la distribution, quelque 13 000 ou 15 000 employés répartis dans les différentes sociétés.

Mme Joan Crockatt: D'un bout à l'autre du pays?

M. Timothy Egan: Du Pacifique à l'Atlantique en passant par l'Arctique. Nous avons une entreprise publique à Inuvik.

Il y a des techniciens, des ingénieurs — des professionnels de haute volée dans toute une série de domaines différents. Et les choses vont en s'améliorant dans ce domaine, grâce à la poursuite de la croissance du secteur et au caractère abordable du produit, qui nous permet d'envisager cela.

Mme Joan Crockatt: Entendu, c'est très bien.

Quelle est la façon la plus sûre de transporter du pétrole ou du gaz? J'aimerais que vous me parliez des solutions de rechange quand on ne se sert pas de pipeline, s'il vous plaît.

M. Timothy Egan: C'est difficile à dire pour le pétrole, vu que mon domaine, c'est le gaz.

Les pipelines sont un moyen on ne peut plus sûr de transporter le gaz naturel, un moyen auquel on se fie depuis des décennies. Quant aux mesures de sécurité en place... Tout d'abord, c'est un secteur hautement réglementé à l'échelle nationale. Pour les pipelines interprovinciaux ou internationaux, les normes de sécurité, établies par l'Office national de l'énergie, sont de classe mondiale.

Dans chaque province, ensuite, les entreprises de services publics sont réglementées par les offices provinciaux de l'énergie. En Ontario, il y a la Commission de l'énergie de l'Ontario; au Québec, la Régie de l'énergie; et l'équivalent albertain, l'Alberta Energy and Utilities Board. Les normes de sécurité sont exhaustives. Il y a souvent des organismes de sécurité indépendants qui gouvernent le transport sûr du gaz par le biais des pipelines et des systèmes de distribution.

Mme Joan Crockatt: Excusez-moi de vous bousculer, mais nous avons peu de temps.

Si on n'utilise pas un pipeline, quelle autre possibilité y a-t-il?

M. Timothy Egan: J'ai parlé des occasions pour le gaz naturel dans le Nord. La réalité étant ce qu'elle est, nous n'allons pas construire des pipelines pour acheminer le gaz naturel jusqu'à ces projets dans des endroits isolés. Nous allons avoir recours au transport sous d'autres formes: comme gaz naturel liquide ou gaz naturel comprimé dans des conteneurs appropriés. On peut alors utiliser des camions, des trains, des barges ou encore, recourir à un transport intermodal.

Voilà les solutions de rechange quand on n'utilise pas de pipeline. Le pipeline est meilleur marché.

Mme Joan Crockatt: Il s'agit de transporter en surface plutôt que sous terre.

M. Timothy Egan: Effectivement.

Mme Joan Crockatt: Qu'est-ce qui est le plus sûr?

M. Timothy Egan: Il est difficile pour moi de me prononcer sur la sécurité relative des deux modes de transport. Comme je l'ai dit, les normes de sécurité sont extraordinaires dans les deux cas, et la réglementation est très stricte. Vraiment, je ne saurais dire ce qui est le plus sûr.

• (1615)

Le président: Merci, madame Crockatt.

Nous passons maintenant à M Julian, du NPD, qui sera suivi de M. Hsu, du Parti libéral.

À vous, monsieur Julian.

M. Peter Julian (Burnaby—New Westminster, NPD): Merci beaucoup, monsieur le président.

Permettez-moi de faire un commentaire en conclusion de l'échange que nous venons d'entendre. Le Bureau de la sécurité des transports indique que la fréquence des déversements d'oléoducs

a en fait triplé ces dernières années — ce dont nous avons eu l'occasion de discuter dans le comité. Manifestement, il existe un problème.

Ce n'était pas une question pour vous, mais je crois qu'il est important de signaler ce point. Le manque d'encadrement de la sécurité des pipelines au pays est une question à laquelle nous revenons souvent.

[Français]

Je vais d'abord m'adresser à vous, madame Labrie.

En ce qui concerne toutes les questions relatives aux incinérateurs, vous avez été très convaincante. On parle ici de réduire les gaz à effet de serre et les sites d'enfouissement. Il y a donc des avantages, c'est évident.

Par contre, il y a eu chez moi, en Colombie Britannique, une discussion au sujet des incinérateurs, et la réaction du grand public a été négative. L'innovation, c'est une chose, mais c'en est une autre de la présenter au grand public pour qu'il se sente à l'aise et voie les avantages de ce système.

Comment convaincre les gens que, sur le plan de l'environnement et sur celui de la production énergétique, il est vraiment avantageux d'établir de plus en plus de sites comme ceux mis sur pied par votre compagnie?

Mme Marie-Hélène Labrie: La réponse à nos projets et leur acceptabilité sociale ont été très positives. Quand on parle aux gens de biocarburants produits à partir de leurs déchets, ils sont très réceptifs.

[Traduction]

Pour notre usine en Alberta, nous avons obtenu un permis, organisé une journée portes ouvertes et sollicité les commentaires de la population. C'est également ainsi que nous avons procédé pour notre projet de Mississippi: une séance de rétroaction pour la population, dans le cadre du processus de la NEPA.

[Français]

Au Québec, à notre usine de Westbury, il n'y a jamais eu de problèmes. On ne brûle pas de matières premières. Il ne s'agit donc pas d'un incinérateur, de toute façon. Habituellement, il n'y a pas de confusion à ce sujet. C'est une bioraffinerie. On parle de production de biocarburants. Nous n'avons jamais fait face à des problèmes durant nos projets. Par contre, si une confusion se crée, il faut bien expliquer aux gens ce qu'il en est.

[Traduction]

Enerkem est un processus biochimique, un bioraffinage. Nous transformons les déchets solides en produits chimiques.

M. Peter Julian: Merci.

Monsieur Michaels, j'aimerais vous poser la même question. Avez-vous pu suivre l'interprétation de la question que j'ai posée plus tôt?

M. Ted Michaels: Oui.

M. Peter Julian: La véritable question est celle du permis social. Nous avons manifestement intérêt à adopter ces nouvelles technologies et à en élargir l'usage, le vrai problème étant l'acceptation par la population et l'organisation systématique de consultations publiques.

Quel est votre point de vue, pour l'obtention de ce permis social?

M. Ted Michaels: C'est un problème qu'affronte toute production d'énergie, quel que soit son titre. On ne peut pas dire qu'il soit limité au secteur de la valorisation énergétique des déchets. La solution consiste, pour une bonne part, à fournir autant d'information que possible. Le fait de commencer par fournir autant de données scientifiques que possible est un bon point de départ. Souvent, c'est ce qu'ils ne connaissent pas qui inquiète les gens. Il est donc normal qu'une certaine crainte de l'inconnu prévale, quand l'installation se fait dans une collectivité qui n'a jamais fait l'expérience de cette technologie.

Aux États-Unis, dans les cas où on agrandit des installations de valorisation énergétique des déchets existantes, on constate une absence quasi-totale d'opposition. Pourquoi? Parce que les collectivités comprennent ce qu'entraîne le processus de valorisation énergétique des déchets, ainsi que ses conséquences pour le voisinage. Il y a des collectivités des États-Unis qui affichent en ligne les données sur leurs émissions: une diffusion en direct des données sur les émissions, pour que chacun puisse constater de visu ce qui se passe.

Ce n'est pas un processus obscur, ni un mystère; le secteur est fortement réglementé. Aux États-Unis, nous sommes contrôlés par les normes de technologies de limitation maximale réalisable et nous sommes très fiers des percées d'ingénierie ayant rendu la technologie aussi propre que possible. Les gens ont en mémoire les années 1960 ou 1970, où on incinérât les déchets sans contrôler les émissions ni récupérer l'énergie. Mais ce n'est pas ainsi que les choses se passent aujourd'hui.

• (1620)

M. Peter Julian: Merci beaucoup de ces explications.

Vous insistez avec raison sur la nouvelle génération. Le gouvernement fédéral a peut-être un rôle à jouer et il devrait veiller à ce que la population sache que les choses ont changé.

Monsieur Hemstock, j'aimerais vous poser une question.

Vous avez parlé d'une centrale au gaz naturel de 800 mégawatts. On constate au Canada de fortes pressions pour remplacer les centrales au charbon existantes par des centrales ou d'autres types d'énergie verte.

À combien se chiffrerait la réduction des émissions de gaz à effet de serre grâce à une centrale au gaz naturel de 800 mégawatts, comparativement à une centrale au charbon?

M. Robert Hemstock: La réduction est d'environ 50 %, par rapport aux centrales au charbon traditionnelles d'Alberta aujourd'hui. ENMAX, ayant notamment des accords d'achat d'énergie, c'est-à-dire un droit de répartition pour les deux grosses centrales au charbon d'Alberta, n'ignore rien du profil d'émissions des centrales en question.

La mesure qu'on utilise souvent dans notre secteur est la tonne d'émissions de gaz à effet de serre par gigawattheure. Une centrale au charbon traditionnelle typique émet 1 000 tonnes par gigawattheure, contre environ 420 tonnes par gigawattheure pour une centrale de cogénération au gaz, comme notre projet Shepard. C'est donc une réduction appréciable.

M. Peter Julian: Pensez-vous pouvoir réduire encore ces émissions, au fur et à mesure que la technologie évolue?

M. Robert Hemstock: Oui, indubitablement. Dans le cadre du projet Shepard, on prévoit utiliser la chaleur dissipée par le processus pour des applications de chauffage ou commerciales. L'eau chaude

résultant de la dissipation de chaleur d'une centrale est d'assez faible température, mais, si on l'utilise dans des installations géographiquement proches de la centrale, elle peut servir à chauffer les bâtiments, sans recours à une autre source d'énergie, comme le gaz naturel. Manifestement, tirer parti d'une énergie autrement perdue est bon pour l'environnement. Et c'est bien cet objectif qu'espère atteindre en fin de compte la centrale de quartier déjà construite dans le centre-ville de Calgary.

Le président: Merci.

Merci, monsieur Julian.

Passons maintenant à M. Hsu.

Allez-y, s'il vous plaît; vous avez un maximum de sept minutes.

M. Ted Hsu (Kingston et les Îles, Lib.): Merci.

[Français]

Je voudrais d'abord poser une question à Mme Labrie.

Pourriez-vous faire une comparaison entre Enerkem et Plasco? C'est une autre entreprise que je connais un petit peu. Vous pourriez faire une comparaison simplement pour que je puisse mieux comprendre ce que fait Enerkem.

Mme Marie-Hélène Labrie: Bien sûr.

Dans le cas de Plasco, il s'agit de production d'électricité, alors que dans celui d'Enerkem, on parle d'un procédé de production de biocarburants. C'est un procédé intégré.

En amont, Enerkem transforme la matière solide en un gaz de synthèse qui est ensuite purifié, conditionné, pour atteindre le niveau de qualité chimique. Ce gaz de synthèse de qualité chimique peut ensuite être synthétisé en alcool au moyen de catalyseurs.

Dans le cas de Plasco, on parle de gazéification au plasma. Or quand on parle de plasma, on parle de températures supérieures à 4 000 ou 5 000°. Dans le cas d'Enerkem, la gazéification n'est qu'une petite partie du procédé intégré. La gazéification est un procédé unique à Enerkem. Il est à basse sévérité, soit inférieur à 1 000 °C. Déjà, sur le plan de l'efficacité énergétique, il s'agit d'une approche différente.

Enerkem a conçu une série d'étapes de purification pour son gaz de synthèse afin que celui-ci soit de qualité chimique. En revanche, Plasco n'a pas besoin de procéder au même type de nettoyage, parce que cette entreprise brûle son gaz dans un moteur pour produire l'électricité. Enerkem ne brûle pas son gaz; le gaz est synthétisé en alcool au moyen de catalyseurs. C'est un procédé intégré. La matière solide devient d'abord du méthanol, et celui-ci se transforme ensuite en éthanol. Tout ça se fait en quatre minutes.

• (1625)

[Traduction]

M. Ted Hsu: D'accord.

[Français]

Mme Marie-Hélène Labrie: J'espère que mon explication était claire.

M. Ted Hsu: Je sais que Plasco a eu des problèmes de nature commerciale. Je ne connais pas l'histoire de la compagnie Enerkem. J'imagine que c'est un organisme où il y a moins de problèmes techniques liés à des difficultés commerciales.

Mme Marie-Hélène Labrie: Je ne peux pas émettre de commentaires sur Plasco. Par contre, je peux vous dire qu'Enerkem a effectué toutes les étapes de développement d'une nouvelle technologie. On parle ici d'une technologie propre. En matière de R-D, nous avons réalisé l'étape du pilotage.

Depuis 2003, Enerkem a testé 25 types de matières premières. L'entreprise est ensuite passée de l'étape du pilotage, à l'aide d'une usine pilote assez grande, à l'étape de démonstration. Lors de cette dernière, nous avons réalisé trois étapes: d'abord la production de notre gaz de synthèse de qualité chimique; ensuite la production de biométhanol; et aujourd'hui la production d'éthanol cellulosique. Tout cela se fait à partir de différentes matières premières à notre usine de démonstration.

Nous mettons présentement sur pied, à Edmonton, notre première usine de taille commerciale. Toutes les étapes ont été suivies. Notre approche réduit le degré de risques. En fait, les vaisseaux que nous utilisons à l'usine d'Edmonton ne sont que 2,5 % fois plus grands. Or cette simple augmentation de 2,5 % du volume des équipements, qui ne présentent pas tellement plus de risques, fait passer notre capacité de production annuelle de 5 millions à 40 millions de litres.

En outre, les tubes servant à la catalyse, soit à la transformation du gaz de synthèse en alcool, sont utilisés aussi bien à notre usine de démonstration qu'à celle d'Edmonton. Diverses mesures ont été prises pour réduire le risque. Jusqu'à maintenant, toutes les étapes ont validé l'ingénierie, les rendements. Nous sommes donc très optimistes.

[Traduction]

M. Ted Hsu: Vous vous servez de déchets urbains. Négociez-vous séparément les choses, qu'il s'agisse des secteurs institutionnel, commercial et industriel ou des déchets résidentiels gérés par la municipalité? Est-ce ainsi que vous procédez?

De quelle filière de déchets vous servez-vous?

Mme Marie-Hélène Labrie: Nous pouvons nous servir d'un large éventail de déchets. À Edmonton, nous avons une entente avec la ville d'Edmonton. À Varennes, nous avons passé des ententes avec différents fournisseurs de déchets, qui proviennent des secteurs industriel, commercial et institutionnel, ainsi que des secteurs de la construction et de la démolition. Dans ces secteurs, il s'agit habituellement de détenteurs privés de déchets et pour ce qui est des déchets résidentiels, cela relève habituellement de la municipalité. Mais nous travaillons avec les deux et nous pouvons également accepter d'autres types de déchets ou résidus. À Westbury, nous utilisons de vieux poteaux en bois, des poteaux électriques et nous avons une entente pour nos matières premières avec une scierie qui recycle des poteaux électriques usagés d'Hydro-Québec — ils produisent des 4 par 4 pour la construction et la démolition; l'extérieur est déchiqueté, ce qui forme notre matière première pour l'éthanol cellulosique.

Notre source est donc assez diversifiée.

M. Ted Hsu: Lorsque vous négociez avec une municipalité, devez-vous...? Je me souviens d'avoir entendu des négociations compliquées lorsque les gens traitaient avec Plasco, disant qu'il ne fallait pas trop composter, car on risquait ainsi de se débarrasser d'une grosse quantité d'énergie des déchets organiques, entre autres.

Quelles conditions imposez-vous à la municipalité d'Edmonton pour votre taux?

Mme Marie-Hélène Labrie: Eh bien, nos activités sont très complémentaires avec toutes les activités en amont d'une municipi-

palité; nous n'avons donc pas vraiment d'incidence sur ce que la ville fait déjà. Nous sommes là pour...

M. Ted Hsu: Ainsi, il vous importe peu que la ville ait un programme de recyclage...

Mme Marie-Hélène Labrie: Non, pas du tout. À Edmonton ils font déjà...

M. Ted Hsu: ... tout comme pour les déchets organiques, le compostage, et tout le reste?

Mme Marie-Hélène Labrie: À Edmonton, on réachemine déjà 60 % de leurs déchets. Cette ville affiche un des taux de réacheminement les plus élevés de toute l'Amérique du Nord. On y trouve la plus grande installation de compostage ainsi que des programmes de recyclage très musclés.

Grâce à nos activités, la ville pourra atteindre un taux de réacheminement de 90 %.

M. Ted Hsu: D'accord, et combien vous paie-t-on pour chaque tonne?

Mme Marie-Hélène Labrie: Il s'agit là...

M. Ted Hsu: De renseignements confidentiels? Je comprends.

Bon, c'est tout. Merci.

Le président: Merci, monsieur Hsu.

Nous entamons maintenant la série des interventions de cinq minutes en commençant par M. Leef, suivi de M. Calkins et M. Nicholls.

Allez-y, s'il vous plaît, monsieur Leef.

M. Ryan Leef (Yukon, PCC): Merci, monsieur le président.

Merci à tous nos témoins.

Monsieur Egan, pour éviter de tirer des conclusions trompeuses ou de faire des déductions trompeuses, il faudrait examiner et mesurer les bilans de sécurité sur une certaine période. Nonobstant les événements qui se sont produits au Canada — ce que tous les paliers de gouvernement prennent très au sérieux — au fil du temps, comment évalueriez-vous le bilan de sécurité des gazoducs canadiens?

• (1630)

M. Timothy Egan: Encore une fois, je suis ici au nom de l'industrie de la distribution du gaz naturel, non pas de l'industrie des gazoducs. Cela étant dit, nous travaillons en étroite collaboration avec nos collègues des gazoducs, et je crois que le bilan de sécurité est extraordinaire.

Pour répondre à une question posée plus tôt, j'ai indiqué qu'il était difficile de comparer les bilans de sécurité lorsqu'on livre le gaz à différents projets dans le Nord. Si le but de la question porte sur la qualité et la sécurité des gazoducs dans notre pays, eh bien franchement, je dirai que c'est extraordinaire. Le bilan de sécurité est remarquable.

Vous en avez la preuve si vous regardez le rendement de nos gazoducs au fil du temps. Je n'ai pas le tableau avec moi, mais je crois que mon collègue de l'Association canadienne de pipelines d'énergie est peut-être venu comparaître devant le comité à un moment donné pour montrer le bilan des incidents au cours des dernières années, et le nombre d'incidents est incroyablement petit. L'industrie des gazoducs affiche un rendement remarquable.

Encore une fois, je suis désolé de ne pas avoir de statistiques à vous présenter, mais je peux quand même me fier à mes propres connaissances. Le bilan est remarquable, et je crois qu'on fait figure de chef de file mondial.

M. Ryan Leef: Votre argument est valable. Merci.

Vous avez parlé de certains projets menés dans le cadre du programme ETIC et, si je fais un petit calcul rapide, avec 20 projets et 9,5 millions de dollars, cela représente environ un demi-million de dollars par projet. Qualifieriez-vous ces projets de projets de petite, moyenne ou grande envergure?

M. Timothy Egan: Non, je dirais que ce sont tous de petits projets. Il s'agit d'une initiative relativement nouvelle. Ce sont là tous de très petits projets. Nous aimerions en mettre sur pied de bien plus grands. Nous venons juste de lancer cette initiative il y a environ un an de cela. Nous espérons pouvoir accéder à plus de capitaux, au fur et à mesure que le projet se développe, pour en créer d'autres. Mais non, nous espérons pouvoir mettre sur pied de bien plus grands projets.

M. Ryan Leef: Commencez-vous à voir grandir l'intérêt? Comment ce projet a-t-il été reçu jusqu'à maintenant?

M. Timothy Egan: Encore une fois, je dirais que nous n'en sommes qu'au tout début. La première réaction était très positive, de la part de nos partenaires. J'ai brièvement fait allusion à un projet concernant la technologie des chauffe-eau, que nous organisons avec RNCAN; dans le cadre de ce projet, nous avons installé environ 90 nouveaux chauffe-eau dans les foyers partout au pays. Il s'agit d'un partenariat avec les services publics et les fournisseurs de services ainsi que les propriétaires de ces maisons, et RNCAN s'est joint à cette initiative. Nous sommes justement en train de recueillir des données là-dessus, mais elles indiquent déjà une amélioration de l'efficacité de 30 à 40 % grâce à la technologie. Il s'agit d'un gain d'efficacité phénoménal pour le propriétaire de la maison, ce qui se traduit directement en une réduction des coûts énergétiques pour cette même personne.

Au fur et à mesure que les choses progressent et que ces résultats sont démontrés, nous allons vraiment avoir l'occasion de créer un véritable élan.

M. Ryan Leef: Si vous regardez le Nord, par exemple, et vous parlez de transférer ce produit vers le Nord, il y a certaines réserves de gaz naturel dans la région. Je viens moi-même du Yukon, et nous en avons là-bas.

Pourriez-vous peut-être nous parler un peu des défis que vous posent la technologie et sa mise en oeuvre, puis nous expliquer les difficultés à trouver une base de consommateurs qui utiliseront ce produit et de l'influence que cela aura sur... la décision de l'implanter là-bas. Comment allez-vous trouver un marché pour cette technologie là-bas?

M. Timothy Egan: Comme vous le savez très bien, il y a en fait d'importantes ressources en gaz naturel dans le Nord canadien. Le delta du Mackenzie est riche en gaz naturel. La mise en valeur de ces régions dépend des prix du marché et à l'heure actuelle, il semblerait que nous sommes encore loin de voir d'importants nouveaux projets de mise en valeur de ces ressources. Parallèlement, il y a de nombreuses collectivités dans le Yukon et ailleurs dans le Nord qui ont des besoins énergétiques constants. Comment pouvons-nous y répondre? En grande majorité, on y répond en acheminant l'énergie du Sud vers le Nord. Nous y expédions du diésel par avion ou au moyen de barges, ou bien encore par camion.

Donc, à nos yeux, en ce qui concerne le gaz naturel, il faut voir si le gouvernement fédéral a la possibilité de passer au gaz naturel pour approvisionner la région et répondre aux besoins des collectivités du Nord de manière plus économique et durable du point de vue environnemental. C'est justement ce que nous sommes en train de faire dans le cadre de nos travaux de recherche avec nos partenaires de l'industrie minière et d'autres intervenants. Mais, à long terme, ce sont là des collectivités qui sont isolées des grandes infrastructures, telles que l'infrastructure des gazoducs, qui pourraient leur livrer l'énergie à bien moindre coût. Ces collectivités ont d'importants besoins énergétiques, et nous devons y répondre de la manière la plus efficace possible.

Il y a la nouvelle micro et nanotechnologie du GNL. Il y a la nouvelle technologie du GNC. Mentionnons aussi les nouvelles applications de différentes technologies de recharge qui incluent le gaz naturel avec d'autres applications renouvelables ou la biomasse locale, entre autres — nous voulons en étudier le plus grand nombre. Très franchement, cela constitue un débouché qui permet de répondre à toutes sortes d'objectifs publics.

• (1635)

Le président: Merci, monsieur Leef.

Allez-y, monsieur Calkins, vous avez jusqu'à cinq minutes.

M. Blaine Calkins (Wetaskiwin, PCC): Merci, monsieur le président.

Madame Labrie, j'aimerais vous parler de votre technologie un petit peu plus. D'après ce que j'ai compris, d'après certaines études et d'après mes connaissances, il s'agit d'une technologie assez intéressante et assez innovatrice. Je connais un certain nombre d'autres collectivités albertaines, outre Edmonton, qui se sont en fait intéressées à cette technologie. Edmonton a, bien évidemment, été la première à pouvoir mener à bien le processus lié à l'entente et la construction d'une usine. Toutefois, d'après ce que j'avais compris à l'étape du projet pilote — et vous pourriez peut-être nous dire s'il existe différents types de technologies dans votre compagnie —, c'était qu'on ne se servait pas uniquement des matières premières provenant des déchets municipaux; cette technologie utilisait également des matières premières provenant d'autres sources, notamment la paille provenant des secteurs agricoles. Pourriez-vous nous expliquer ou nous donner un petit peu plus de détails?

Mme Marie-Hélène Labrie: Vous avez raison de dire que la technologie d'Energex ne se sert pas uniquement des déchets solides municipaux. Nous pouvons nous servir de tout un éventail de matières premières. Dans notre installation pilote, laquelle est en activité depuis 2002, nous avons testé plus de 20 types de matières premières, depuis la paille de blé jusqu'aux résidus de bois, en passant par les poteaux téléphoniques, les déchets de construction et les déchets forestiers — à savoir un éventail assez diversifié. La même installation peut utiliser plus d'un type de matières premières, ce qui la rend très souple du point de vue des intrants, mais aussi du point de vue des extrants, car nous pouvons y produire plus que de l'éthanol cellulosique. Comme je l'ai indiqué, nous pouvons produire du méthanol. Nous transformons ce méthanol en éthanol. Mais il y a également toute une variété d'extrants. Il s'agit d'un processus de bioraffinerie qui offre beaucoup de souplesse du point de vue de la matière première. Cela signifie que nous pouvons implanter nos installations aussi bien en zone urbaine qu'en zone rurale et que nous ne dépendons pas d'un seul type de matière première — par exemple, les déchets solides municipaux. Nous pouvons diversifier notre bassin.

M. Blaine Calkins: Pour que le projet soit financièrement viable et rentable, évidemment, et pour produire également une énergie propre pour aider le gouvernement à atteindre ses objectifs en matière d'éthanol et autres... il faut que la chose soit rentable en bout de ligne pour le payeur. Pourriez-vous nous parler un peu plus de votre technologie et de son incidence en terme de redevances ou de perception d'un droit dans votre entente? Je sais qu'il y a là certains secrets, mais évidemment le conseil municipal d'Edmonton se sera chargé de négocier sa propre entente.

Pouvez-vous dire au comité ce que nous devrions faire, à l'échelle fédérale, pour la rendre plus autonome, pour que cette technologie soit plus autosuffisante, qu'elle soit basée sur un modèle de gestion qui ne nécessite pas l'injection de grandes sommes d'argent, non seulement pour démarrer, mais aussi pour maintenir les opérations? Y a-t-il quelque chose que nous puissions faire, qu'il s'agisse d'une déduction pour amortissement ou d'autre chose, pour créer un environnement où elle dépendrait moins des contribuables?

Mme Marie-Hélène Labrie: Il faut bien comprendre qu'il s'agit d'une technologie qui est durable sans l'aide du gouvernement. Ce n'est pas une question de profit. Ce dont il s'agit, c'est du financement de ces premières installations. Cela fait partie de la chaîne de financement: depuis la R-D jusqu'à la démonstration, en passant par le projet pilote, il faut trouver le capital. Les premières usines commerciales... Nous savons que notre modèle de gestion est très robuste et qu'il est rentable. Même sans la redevance, nous pouvons être concurrentiels avec l'éthanol de maïs dans l'essence.

Toutefois, il est difficile de trouver le capital pour ces premières installations. Et c'est vraiment pour contribuer au financement de ces installations que l'aide du gouvernement est si importante. On ne peut pas obtenir un prêt bancaire lorsqu'on finance un projet innovateur avec des installations comme celles-ci, il nous faut nous financer en fonds propres. On trouve des fonds propres en passant par le capital-risque et donc le coût du capital est plus élevé. Il s'agit vraiment ici du financement de projets et l'aide du gouvernement ne vise pas à rendre ces projets rentables, mais à avoir un effet de levier pour trouver d'autre argent.

Dans un programme d'immobilisations comme le Fonds des biocarburants ProGen une partie des fonds provient du gouvernement. Cette partie est remboursable — le Fonds des biocarburants ProGen des TDDC est remboursable — et donc nous allons rembourser.

Ensuite, il y a l'incitatif de fonctionnement, le programme écoÉnergie pour les biocarburants, lequel aide vraiment pendant les premières années d'activité. Il apporte un genre de certitude pendant les premières années d'activité, alors qu'on intensifie notre capacité, la garantie d'avoir un certain soutien.

C'est donc vraiment pour cette période que nous avons besoin de soutien et non pas pour les profits à long terme.

• (1640)

M. Blaine Calkins: Merci.

S'il me reste un peu plus de temps, j'aimerais poser une petite question de plus à M. Hemstock... À titre d'Albertain moi-même qui paie ses factures d'électricité, entre autres choses, j'ai été assez intéressé de vous entendre dire que vous aviez installé environ 390 systèmes résidentiels et que c'est un programme que vous offrez. Étant donné qu'il s'agit là de production d'électricité décentralisée, ce qui est un nouveau concept pour notre province; pourriez-vous rappeler au comité depuis combien de temps ce programme est en vigueur?

Avant, bien évidemment, il y avait les principaux producteurs d'électricité, mais au fur et à mesure que nous nous rapprochons d'un modèle de production décentralisée, ce qui je crois ne sera pas dans un avenir si loain que cela, comment vous voyez les choses se dérouler? Les 390 systèmes que vous avez installés ne constituent pas un si grand nombre pour l'instant. À votre avis, cela va-t-il se développer et quelles sont les aides technologiques qui contribueraient à cela?

Le président: Monsieur Hemstock, pourriez-vous donner une réponse courte, s'il vous plaît?

M. Robert Hemstock: Oui.

Cela fait à peu près trois ans que cela existe et nous nous sommes principalement concentrés sur le domaine résidentiel. Nous allons élargir le programme pour y inclure la production microsolaire sur un plus grand nombre d'édifices commerciaux et d'habitations résidentielles.

Il est certain que ce programme a été une réussite jusqu'à maintenant et nous a permis d'installer une unité de production qui alimente le foyer, juste sur la maison, grâce à des panneaux solaires. Nous avons reçu de l'aide de la Climate Change and Emissions Management Corporation's, grâce au financement de son programme en Alberta. L'argent dans ce programme provient de nos propres versements de 15 \$ par tonne en frais imposés sur les usines à charbon dont nous sommes propriétaires.

J'espère que cela vous donne une bonne idée de la nature du programme. La production décentralisée est une technologie innovatrice que nous exploitons et nous prévoyons une croissance conséquente dans son application en Alberta.

Le président: Merci, monsieur Calkins.

Passons maintenant à M. Nicholls qui sera suivi de M. Allen puis de Mme Liu.

Allez-y, s'il vous plaît, monsieur Nicholls.

[Français]

M. Jamie Nicholls (Vaudreuil-Soulanges, NPD): Merci, monsieur le président.

Monsieur Egan, j'ai une question sur Innovation et technologie de l'énergie Canada.

Il y a 20 projets et un financement de 9,5 millions, je crois. Ce montant est-il versé chaque année? Quelle est la répartition du financement entre les partenaires, en pourcentage?

[Traduction]

M. Timothy Egan: Il s'agit de fonds qui se sont accumulés au cours d'environ la première année d'activité. Il ne s'agit pas d'une contribution annuelle; ces projets sont financés, puis alors qu'ils touchent à leur fin, de nouveaux projets verront le jour qu'ils seront financés.

Pour ce qui est du rapport, je n'ai pas les chiffres exacts, mais c'est environ un rapport de un contre cinq entre services publics et services indépendants. Je confirmerai ces chiffres pour le comité

M. Jamie Nicholls: Merci.

La semaine dernière, je parlais avec des chercheurs à l'Université de l'Alberta dans le secteur de l'énergie. Ils m'ont dit que l'industrie, lorsqu'elle finance l'innovation, a tendance à vouloir éviter les risques pour pouvoir protéger les intérêts des actionnaires.

J'ai deux questions pour vous.

Pourriez-vous nous dire quel genre de projets l'industrie financerait si elle avait un partenaire public avec lequel elle pourrait partager une plus grande part des risques? Vous pourriez peut-être nous donner un exemple tiré des systèmes énergétiques communautaires intégrés.

Ma deuxième question découle du fait que l'initiative pour un cadre énergétique demande l'établissement du prix du carbone. J'ai entendu cela à plusieurs reprises en Alberta la semaine dernière, à savoir que ça pourrait être un moteur de l'innovation.

Pourriez-vous répondre à ces deux questions?

M. Timothy Egan: La première question concerne le genre de projets. Si nous avons un partenaire public, quels genres de projets pourrions-nous mettre de l'avant? D'une certaine façon, cela dépend du volume de capital disponible et des partenaires.

J'ai dit que nous étions dans des discussions préliminaires avec TDDC à propos d'une possible coopération pour aller chercher des fonds publics. J'ai parlé de l'argent de RNCAN pour notre projet de chauffe-eau, avec lequel nous obtenons, pour le contribuable grâce à la contribution fédérale, environ 9 \$ du secteur privé. Nous croyons que c'est un très bon rendement pour le contribuable. Cela varie d'un projet à l'autre. Cela dépend de l'initiative.

Pour répondre à votre question sur l'aversion au risque de la part du secteur privé, eh bien, je pense que tout investisseur sera prudent dans la gestion de son capital et cherchera le meilleur rendement possible sur son investissement.

Les services publics... Mes membres ne s'intéressent pas aux technologies brevetées. Leur intérêt de base vise la distribution du gaz naturel aux utilisateurs finaux.

Notre travail est de commercialiser la technologie et agir un peu comme banc d'essai, si on peut dire, afin d'avoir l'occasion de mettre à l'essai ce genre de technologies.

La façon dont elles seront mises de l'avant dépendra des partenaires et du capital que l'on peut attirer. Les services publics sont limités dans ce domaine parce qu'il s'agit de sociétés réglementées. Il y a une limite au capital des contribuables qu'ils peuvent offrir parce que l'autorité chargée de la réglementation décide comment le capital des contribuables sera utilisé.

Il existe une occasion d'offrir le capital des actionnaires, mais il y a souvent des cas où parce que la base d'actif importante doit servir le consommateur, la manière dont on peut efficacement utiliser le capital des actionnaires est limitée. Ce n'est pas aussi simple que cela peut le paraître au premier coup d'oeil.

Là où je veux en venir, c'est que les services publics investissent du capital afin de profiter de nouvelles applications de la technologie.

Concernant votre dernier point au sujet de l'initiative pour un cadre énergétique et l'idée d'un prix pour le carbone, présentement, l'ACG n'a pas de position sur le prix du carbone. Nous en avons à différentes époques par le passé, mais...

• (1645)

M. Jamie Nicholls: Désolé de vous interrompre, monsieur Egan. L'ACG ne fait-elle pas partie de l'initiative pour un cadre énergétique?

M. Timothy Egan: Cette initiative provient de quatre associations, y compris l'ACG, qui a lancé une série de documents de fond sur l'énergie.

Ce que je veux dire, c'est qu'actuellement nous ne prenons pas position sur une taxe sur le carbone ou sur le prix du carbone. Nous

reconnaissons qu'il faut discuter du carbone. Nous dirions que la meilleure façon de réduire les émissions est d'augmenter l'efficacité et l'innovation, et c'est ainsi que progresseront les réductions des émissions.

L'un des meilleurs exemples est l'innovation qui a découlé de la plus grande utilisation du gaz naturel aux États-Unis, ce qui a permis au pays d'atteindre ses objectifs en matière de carbone sans mécanismes de fixation de prix du carbone.

Notre approche est de promouvoir l'efficacité énergétique et l'innovation, et ainsi le bilan d'émissions...

M. Jamie Nicholls: J'aimerais partager avec vous une citation...

Le président: Merci monsieur Nicholls. Votre temps est écoulé.

Nous passons maintenant à M. Allen qui a jusqu'à cinq minutes.

M. Mike Allen (Tobique—Mactaquac, PCC): Merci beaucoup monsieur le président.

Merci à nos témoins d'être ici.

Madame Labrie, j'aimerais débiter avec vous, si vous le voulez bien.

Combien de temps s'est-il passé entre le développement de l'installation pilote qui comme vous l'avez dit, utilise 20 types de matières premières et la commercialisation...?

Mme Marie-Hélène Labrie: L'entreprise a été fondée en 2000. Nous avons commencé à l'étape de R-D, et en 2003, l'usine pilote était en exploitation. Puis nous sommes passés à l'usine de démolition en 2009.

M. Mike Allen: Alors cela a pris environ neuf ans.

Vous avez dit que c'était une usine de 38 millions de litres. Quelle production faudrait-il, selon vous, pour assurer la rentabilité du projet pilote? J'aimerais comprendre cet aspect.

Et y a-t-il des leçons que vous avez tirées jusqu'à maintenant pour savoir si ces projets seraient rentables à plus petite ou plus grande échelle?

Mme Marie-Hélène Labrie: C'est une bonne question. En gros, lorsque nous avons élaboré la technologie, nous avons pu mettre à l'essai la viabilité technique. Alors que nous adaptions la technologie, nous cherchions le meilleur modèle de gestion et la production de notre usine commerciale à grande échelle.

Nous avons rapidement compris que nous devions être rentables à petite échelle, étant donné que nous voulons nous concentrer sur les déchets, les résidus et une grande variété de matières premières à faible valeur. C'était notre vision dès le départ.

Nous ne pouvons pas nous attendre à avoir un grand volume de résidus au même endroit, alors nous devons nous adapter à cette réalité. C'est pourquoi nous avons élaboré une approche modulaire fondée sur une usine standard qui traite 100 000 tonnes séchées de matières premières pour produire 38 millions de litres de biocarburant.

C'est assez petit. L'approche utilise une usine centralisée. Cependant, elle est fondée sur une usine modulaire, alors si nous voulons doubler la capacité, nous pouvons ajouter un autre module. Notre objectif est d'avoir entre deux à quatre modules par site.

M. Mike Allen: De quelle région proviennent les résidus que vous recevez présentement? Vous avez dit que vous en obteniez une partie du processus de déversement. Quelle est l'étendue de la région qui vous fournit vos matières premières aujourd'hui?

Mme Marie-Hélène Labrie: Normalement, nous sommes situés sur un site d'enfouissement. Pour le projet Edmonton, nous sommes situés sur le site du centre de gestion intégrée des déchets, où l'on trouve le recyclage et le compostage. Au Mississippi, on utilise la même approche; nous sommes à côté du site d'enfouissement. À Varennes, nous serons situés sur le site d'une usine d'éthanol à base de maïs, c'est un parc industriel.

Normalement, nous sommes à proximité des matières premières et la plupart du temps pratiquement sur le site d'enfouissement.

• (1650)

M. Mike Allen: Alors même les vieux poteaux d'électricité et leurs résidus arrivaient sur ce site?

Mme Marie-Hélène Labrie: C'est pour l'usine de démonstration. Nous sommes situés juste en face de la scierie qui recycle ces poteaux d'électricité, oui. Mais il s'agit plutôt d'une usine de démolition. Les trois usines commerciales se trouvent habituellement sur un site d'enfouissement ou dans un parc industriel. Dans ce cas, elle est à côté d'une usine de production d'éthanol à base de maïs, étant donné que nous avons les mêmes clients, c'est-à-dire les raffineurs.

M. Mike Allen: Quelle est la contribution de TDDC pour cette usine, et jusqu'à maintenant, quels besoins énergétiques avez-vous constatés pour convertir les déchets en méthanol puis en éthanol en quatre minutes?

Mme Marie-Hélène Labrie: Pour l'usine de démolition ou...?

M. Mike Allen: Oui.

Mme Marie-Hélène Labrie: Je suis désolée, je n'ai pas le chiffre exact de la contribution du Fonds de technologies de DD pour l'usine de démolition. Avec le Fonds de biocarburants ProGen, nous sommes présentement à l'étape 2, et nous recevons un plus petit montant parce qu'il s'agit en réalité d'un pourcentage pour l'étape de conception. Étant donné l'accord que nous avons avec le Fonds de biocarburants ProGen de TDDC, cela pourrait aller jusqu'à 33 millions de dollars.

M. Mike Allen: Et quels sont les besoins énergétiques pour la conversion des déchets en méthanol puis en éthanol? De combien d'énergie avez-vous besoin pour y arriver?

Mme Marie-Hélène Labrie: Le processus est autothermique, alors on n'a pas besoin d'énergie pour convertir les matériaux solides en gaz de synthèse. En gros, nous lançons le processus, mais on n'a pas besoin d'énergie pour transformer les déchets solides en gaz de synthèse. En général, c'est efficace d'un point de vue énergétique car nous produisons de quatre à cinq fois plus d'énergie que nous en avons besoin. Alors c'est très efficace du point de vue énergétique.

M. Mike Allen: Il serait utile que vous partagiez avec le comité certains de ces aspects techniques, si vous le voulez, pour décrire le processus. Cela serait utile de le comprendre.

Mme Marie-Hélène Labrie: Alors vous aimeriez que j'explique.

M. Mike Allen: Peut-être pourriez-vous les fournir au comité. Je pense qu'il ne me reste plus de temps.

Mme Marie-Hélène Labrie: Oui, certainement.

M. Mike Allen: Si cela ne vous dérange pas, la façon dont fonctionne ce processus, ça serait merveilleux. Merci.

Le président: Merci monsieur Allen.

Nous passons maintenant à Mme Liu qui a jusqu'à cinq minutes.

Allez-y, s'il vous plaît.

[Français]

Mme Laurin Liu (Rivière-des-Mille-Îles, NPD): Merci, monsieur le président.

Je remercie nos témoins. Je m'adresse d'abord à Mme Marie-Hélène Labrie.

Je vous remercie de votre présence. Je pense que votre secteur possède une histoire passionnante. Vous avez mentionné avoir amassé 200 millions de dollars en capital de risque. C'est un secteur qui est aussi profitable et créateur d'emplois.

En ce qui a trait au projet à Varennes, pouvez-vous préciser le nombre d'emplois à cet endroit?

Mme Marie-Hélène Labrie: Nos usines sont uniformisées. Pour chaque usine, nous prévoyons créer 40 emplois permanents directs. On parle d'ingénieurs, de techniciens, d'opérateurs et, évidemment, d'employés administratifs. Actuellement, nous le voyons à notre usine d'Edmonton. Nous y avons embauché de 15 à 20 personnes jusqu'à maintenant. C'est la même usine partout, qu'il s'agisse d'Edmonton, de Varennes ou du Mississippi. Elles sont conformes à notre modèle.

Nous prévoyons aussi que l'usine de Varennes créera environ 50 emplois permanents indirects. En ce qui a trait aux travaux de construction, on prévoit environ 200 emplois, comme c'est le cas à Edmonton.

Mme Laurin Liu: C'est impressionnant. Avez-vous fait une comparaison avec le secteur pétrolier pour voir si un investissement était plus rentable dans un secteur que dans les autres sur le plan de la création d'emplois?

Mme Marie-Hélène Labrie: Nous n'avons pas fait une telle comparaison. Par contre, en ce qui a trait aux synergies et aux différentes expertises, ce que nous recherchons est très similaire. On parle de génie chimique, d'opérateurs d'usine, etc. Nous avons même embauché des gens qui avaient travaillé à la compagnie Shell à Montréal et qui avaient perdu leur emploi. Il y a donc des synergies très intéressantes, car notre technologie représente un tremplin pour le développement des bioraffineries au Canada. Ce sont de belles synergies avec notre secteur pétrochimique; c'est très complémentaire.

Mme Laurin Liu: C'est excellent.

Dans votre témoignage, vous avez mentionné le rapport du Conference Board du Canada. Je sais que c'est disponible en ligne, mais si vous fournissez le rapport au comité, cela fera partie de nos témoignages et nous pourrions l'étudier plus en profondeur.

Notre comité a reçu des représentants d'Écotech Québec. Je sais que vous faites partie du conseil d'administration. Malheureusement, ils n'ont pu témoigner, mais ils nous ont remis un document où ils proposent que l'on étende le crédit d'impôt à l'innovation pour couvrir les dépenses liées à la commercialisation. Comment fonctionnerait ce crédit d'impôt? Pouvez-vous expliquer cette initiative et pourquoi ce mécanisme est nécessaire pour ce secteur?

• (1655)

Mme Marie-Hélène Labrie: En fait, cette idée a pour but d'appuyer la chaîne de financement et d'aider à passer du volet de la démonstration au volet de la commercialisation.

Le programme de la RS&DE fonctionne bien. Il a aidé beaucoup de PME à développer leur technologie. Souvent, lors de la phase de commercialisation, il manque des outils. L'idée est donc que les entreprises qui ont déjà suivi le processus puissent faire une demande pour avoir un crédit à la commercialisation où les dépenses de commercialisation seraient admises. Il y a donc une continuité. En fait, l'idée est d'avoir un outil pour arriver à l'étape de la commercialisation. C'est à cette étape que le gouvernement peut vraiment recueillir tous les avantages économiques. C'est vraiment l'étape charnière et c'est souvent sur cette étape qu'il faut travailler.

Mme Laurin Liu: J'ai entendu d'autres personnes dans votre secteur ou dans le secteur des énergies vertes parler du risque de perdre ces énergies si on n'a pas l'argent, si on n'a pas le capital pour commercialiser ces technologies. Est-ce une crainte que vous partagez?

Mme Marie-Hélène Labrie: Pour qu'une innovation constitue un succès, il faut qu'on arrive à fermer la boucle du financement. Malheureusement, souvent, de bonnes idées ne sortent pas d'un garage ou sont achetées par d'autres et partent ailleurs. Il faut arriver à fermer la boucle du financement de nos technologies vertes. Pour ce faire, il faut que les technologies soient éprouvées techniquement, qu'elles aient les outils pour se financer et qu'elles aient un modèle d'affaires qui soit viable.

Mme Laurin Liu: Merci.

Je pense que j'ai le temps de poser seulement une question encore, et elle portera sur la réduction des gaz à effet de serre.

Si le gouvernement canadien respectait ses engagements internationaux de réduction des gaz à effet de serre, cela pourrait-il avoir des répercussions positives sur vos secteurs?

Mme Marie-Hélène Labrie: Oui, ce serait le cas. Évidemment, notre secteur offre une solution qui permet de réduire les émissions de gaz à effet de serre en remplaçant une partie du pétrole et, dans notre cas, en évitant le méthane qui provient des sites d'enfouissement. En ce sens, je pense que nous avons un rôle important à jouer. Nos usines vont contribuer à atteindre les objectifs du Canada.

Mme Laurin Liu: Merci.

[Traduction]

Le président: Merci, madame Liu.

Nous passons maintenant à M. Trost, suivi de M. Gravelle et ensuite M. Anderson.

Allez-y, monsieur Trost, s'il vous plaît.

M. Brad Trost (Saskatoon—Humboldt, PCC): Merci, monsieur le président.

J'examine le témoignage de M. Hemstock. Vous avez dit que l'incertitude réglementaire constituait un grand obstacle à l'innovation. Et dans les notes que j'ai ici, vous dites que l'industrie a besoin d'une certitude réglementaire raisonnable. Vous êtes assez précis pour indiquer quel est ce niveau, et vous donnez un exemple pour les émissions de dioxyde de carbone.

Je me demande si les autres acteurs ici présents ont également constaté que c'était un obstacle. La réglementation et les taxes sont les deux domaines dont le gouvernement intervient le plus.

Je vais commencer par M. Egan.

Quel est l'effet de l'incertitude réglementaire sur l'innovation dans le secteur particulier que vous représentez? Est-ce que la certitude réglementaire à l'avenir favoriserait l'innovation, et quels genres de

changements réglementaires au niveau fédéral seraient utiles à l'innovation dans votre industrie?

M. Timothy Egan: Mes membres sont des services publics en aval. Ils ne s'occupent pas de l'extraction de la ressource ou du déplacement à grande échelle des ressources. La plus grande partie de la réforme réglementaire effectuée par le gouvernement fédéral au cours de la dernière année a touché nos homologues à mi-chemin ou en amont, plutôt que nos activités.

Cela dit, bien qu'il n'y ait pas eu un effet direct, il y en a certainement un indirect, parce que la certitude réglementaire incite les investisseurs à aller de l'avant avec leurs projets concernant les ressources. Dans notre cas, cela rend les produits de base plus abordables et disponibles pour les consommateurs, offrant une source d'énergie abordable aux consommateurs finaux et permettant aux Canadiens d'économiser. Alors il y a un lien direct en matière d'abordabilité.

Il y a un effet semblable du côté de l'innovation en déclenchant des investissements dans une chaîne de valeur comme la nôtre... Cela signifie des capitaux pour les demandes visant des projets et de l'innovation au niveau de l'utilisation finale de la technologie énergétique.

Alors il y a un avantage évident.

• (1700)

M. Brad Trost: Pour Mme Labrie, quel a été l'effet de la réglementation sur la croissance de vos activités depuis 2000? De quelle façon est-ce que la réglementation a favorisé ou limité la croissance de votre technologie?

Mme Marie-Hélène Labrie: Dans notre cas, la réglementation détermine la demande parce que la norme de carburants renouvelables nous donne accès au marché en créant une demande. Alors le taux de 5 % d'éthanol est un règlement qui n'a pas été créé pour nous, mais qui nous fournit un marché.

On pourrait favoriser l'innovation en augmentant cette norme. Aujourd'hui, la norme est de 5 %. On a l'occasion de l'augmenter. Nous atteignons presque cette norme avec la production d'éthanol de première génération.

Si l'on veut favoriser l'innovation, il faudrait aussi une demande de biocarburants de la prochaine génération, alors je pense que l'on devrait songer au cours des prochaines années à augmenter la norme de carburants renouvelables.

Aux États-Unis, ils mélangent déjà 10 %, et l'E15 est maintenant approuvé par l'EPA.

M. Brad Trost: Permettez-moi de vous poser une question à ce sujet.

Si nous adoptons un règlement à cet effet, pour faire augmenter la demande de votre produit, la demande d'un autre produit baissera. Comment savoir si le règlement ne produit pas seulement un transfert de demande, mais cause vraiment de l'innovation? Chaque innovateur, chaque industrie qui sont venus au comité ont demandé qu'on fasse quelque chose pour les aider.

Nous ne sommes pas vraiment intéressés à vous aider individuellement; nous nous intéressons à la situation en général. Nous ne sommes pas intéressés à favoriser le gaz naturel plutôt que le charbon.

Expliquez-moi quels changements réglementaires ne feraient pas des gagnants et des perdants. Ça va pour les biocarburants et tout le reste...

Mme Marie-Hélène Labrie: Oui. Je comprends.

M. Brad Trost: ... mais ce que j'entends, c'est « Voici ce qui nous aiderait. » Je suis ravi que vous soyez en bonne situation et que cela vous aiderait, mais comment aider tout le monde par des changements réglementaires? Il y a sûrement une nouvelle technologie novatrice dont on n'a pas encore entendu parler et je ne veux pas la désavantager et avantager une autre technologie. Je veux être neutre du point de vue technologique et laisser les innovateurs faire leur travail.

Mme Marie-Hélène Labrie: Comme je l'ai dit, la norme sur les carburants renouvelables crée un marché et donne des options aux consommateurs. Le marché de l'énergie aujourd'hui n'est pas ouvert, alors d'après nous, la norme l'ouvrirait. Les consommateurs auraient plus d'options. Il y aurait plus de concurrence et d'options dans le marché.

Je crois que c'est le rôle principal de la norme sur les carburants renouvelables, et c'est pourquoi j'ai dit que pour favoriser l'innovation, il faut continuer à ouvrir le marché. Nous avons l'occasion d'augmenter la norme, étant donné que l'on peut mettre plus de biocarburants dans nos véhicules d'aujourd'hui.

Depuis deux ou trois ans, l'éthanol coûte moins cher que l'essence, alors c'est une option concurrentielle pour les consommateurs.

Nous avons besoin de plus d'options du côté des infrastructures. Il faut ouvrir les marchés en offrant plus d'options à la pompe. Il s'agit vraiment d'offrir des options aux consommateurs. Voilà le rôle que peut jouer, d'après moi, la réglementation dans notre marché pour favoriser l'innovation.

La raison pour laquelle Enerkem existe aujourd'hui, c'est qu'il y a une demande créée par la norme sur les carburants renouvelables au Canada et aux États-Unis. Sans l'ouverture de ce marché, je ne pense pas que vous auriez favorisé l'innovation autant que vous le faites maintenant.

Le président: Merci.

Merci, monsieur Trost.

Nous passons maintenant à M. Gravelle qui a jusqu'à cinq minutes.

Allez-y, s'il vous plaît.

M. Claude Gravelle (Nickel Belt, NPD): Merci monsieur le président. Je vais partager mon temps avec M. Nicholls.

Monsieur Michaels, j'ai une question pour vous. Vous avez dit que nous avons besoin de politiques qui encouragent les investissements dans la gestion de l'énergie produite à partir de déchets. Pourriez-vous nous en dire plus ou présenter des suggestions à propos des politiques auxquelles vous pensez?

M. Ted Michaels: Il y a en différents genres aux États-Unis. Par exemple, il y a des politiques mises en oeuvre par les États concernant les normes d'électricité renouvelables. Les États donnent des crédits pour la production d'électricité renouvelable. Nous n'avons pas vu ce genre de politiques mises en oeuvre au niveau fédéral. Je pense que cela aurait un effet encore plus important et favoriserait la demande du genre d'énergie qu'ils désirent.

De plus, il y a des crédits d'impôt à la production. Malheureusement, ils n'ont été disponibles aux États-Unis que pendant des prolongations à court terme de une ou deux années.

Les usines de production d'énergie à partir de déchets nécessitent de longs délais de mise au point semblables aux installations géothermiques ou de biomasse.

Les seules centrales qui ont vraiment profité de ces crédits d'impôt à court terme sont dans le secteur éolien, étant donné qu'elles ont les délais de mise au point les plus courts.

On en revient à la question précédente concernant la certitude. S'il était plus sûr qu'une fois l'installation construite, il y aurait des crédits d'impôt, cela encouragerait les investissements.

• (1705)

M. Claude Gravelle: Je vous remercie.

Madame Labrie, vous avez dit que les actions accréditives seraient utiles pour votre industrie. Pourriez-vous vous expliquer?

Mme Marie-Hélène Labrie: Je ne suis pas experte en finances, mais je sais que nous avons examiné la question — pas nécessairement pour la première usine, mais ce serait utile pour les installations futures. Pas nécessairement pour la première, mais on pourrait songer à certaines formes d'incitatifs fiscaux qui permettraient des règles du jeu équitables en ce qui concerne l'impôt.

M. Claude Gravelle: Merci.

Monsieur Egan, pour revenir à vos commentaires au sujet du cadre réglementaire et aux signaux qu'il transmet aux investisseurs, je suis d'accord avec vous, mais pas en ce qui concerne vos conclusions au sujet de l'innovation et de la productivité.

J'aimerais vous faire part d'un extrait de *The Economist* du 6 octobre 2012, selon lequel:

... l'investissement du secteur privé du Canada est divisé également entre machinerie et équipement, ce qui stimule considérablement la productivité, et les structures d'entreposage et de transport des marchandises, qui ont moins d'incidence. Aux États-Unis, les structures comptent pour une part plus modeste de l'investissement. Cet écart peut simplement être dû à la dépendance du Canada à des ressources naturelles comme le pétrole, qui nécessite des pipelines. Mais cela signifie que les investissements faits au pays rapportent moins de gains de productivité que ceux faits aux États-Unis.

La position du pétrole et du gaz, avec l'empressement qu'on a à les exporter vers les marchés étrangers au moyen de pipelines, sera bénéfique aux actionnaires, c'est vrai, et présentera des avantages pour certains travailleurs pendant un temps limité, mais pas autant que si nous ajoutions de la valeur ici, au Canada.

L'étude que vient de diffuser Institute for Competitiveness and Prosperity conclut que nous générons, par heure de travail au Canada, moins de valeur que nos homologues des États-Unis. Cet écart de prospérité est un écart de productivité, et l'écart de productivité est un écart d'innovation: « ... nous sommes en queue de peloton pour ce qui est de la création de valeur économique par heure travaillée ».

Puisque l'accent est uniquement mis sur l'exportation du produit, je ne conclus pas comme vous que l'industrie, à l'état actuel, stimule l'innovation et la productivité.

Pour moi, les acteurs du marché en aval ont un important rôle à jouer. Les solutions énergétiques intégrées pour les collectivités, dont on a parlé à Winnipeg, m'enthousiasment, mais je n'y vois pas encore un signal poussant les investisseurs à investir dans ces secteurs. J'aimerais bien que ce signal leur soit donné avec plus d'insistance, plutôt que de les inciter simplement à exporter le produit vers les marchés étrangers.

M. Jamie Nicholls: Ce n'est pas une question en tant que telle, mais je peux faire une observation à ce propos.

Tout d'abord, le gaz naturel est très rapidement en train de devenir un produit de base sur les marchés mondiaux. Jusqu'ici, c'était un produit régional, auquel s'intéressaient trois grands marchés régionaux mondiaux: un marché nord-américain, un marché européen et un marché asiatique. Le fait que le gaz devienne véritablement abordable commence à changer cela, et l'idée d'amener le gaz d'un marché à un autre pour réaliser des gains d'efficacité sur les marchés globaux prend forme. Tout compte fait, c'est très bien pour tout le monde, parce que des marchés plus efficaces offrent, dans l'ensemble, un produit plus abordable.

Pour ce qui est des exportations et de leur incidence, vous le savez, les compagnies membres de mon organisation sont des entités distributrices qui font affaire avec des clients au Canada; nous n'avons rien à faire avec l'exportation du gaz naturel. Par contre, en raison de ce que je viens de vous dire au sujet des marchés, nous considérons que l'exportation du gaz naturel est une bonne chose, qui sera bénéfique pour le Canada.

M. Timothy Egan: Mais n'êtes-vous pas d'avis que ce genre d'approche favorise plus la consommation que l'efficacité énergétique — le fait que, comme vous dites, cela fait baisser les prix de l'énergie, ce qui pousse les consommateurs à consommer plus, puisque c'est moins cher?

M. Jamie Nicholls: Eh bien, les consommateurs peuvent faire des économies de deux façons: en ayant un produit plus abordable ou en consommant moins. Et ces deux façons ne sont pas forcément incompatibles.

• (1710)

M. Timothy Egan: Puis-je...?

Le président: Très brièvement, monsieur Egan.

M. Timothy Egan: Elles ne s'excluent pas mutuellement. Je pourrais vous démontrer en quoi le gaz naturel pour le chauffage des espaces et le chauffage de l'eau est plus abordable que l'électricité ou le mazout, au Canada, en ce moment. Cependant, je peux aussi vous démontrer comment nous recherchons encore plus de gains d'efficacité, parce que nous allons pousser les prix à la baisse. Les gens veulent faire des économies, et que ce soit par des gains d'efficacité ou en achetant un produit plus abordable, c'est ce qu'ils chercheront à faire.

Le président: Merci.

Merci, monsieur Nicholls.

C'est maintenant au tour de M. Anderson, puis à un autre député conservateur.

M. David Anderson (Cypress Hills—Grasslands, PCC): Je crois qu'il faudrait tout de même préciser que nous ne nous concentrons pas uniquement sur les exportations. Il est clair que notre marché est arrivé à maturité, nous voulons le développer et mettre en valeur nos ressources.

Dire que la mise en marché de notre produit dans le monde entier encourage la consommation — alors qu'on augmente le niveau de vie d'autres populations — et que nous devrions nous en abstenir, c'est un peu ridicule.

Monsieur Michaels, vous avez parlé un peu des 85 installations qui se trouvent aux États-Unis. Pourriez-vous nous donner une idée du cheminement de la technologie, dans les 10 prochaines années? Quelles seront les technologies novatrices prometteuses dont nous pourrions parler dans 5 ou 10 ans, si nous refaisons cette étude?

M. Ted Michaels: C'est une excellente question, mais je n'ai pour elle qu'une réponse incomplète.

Les seules technologies qui sont vraiment en voie de développement, en ce qui concerne les déchets solides municipaux, ce sont celles dont nous parlons déjà depuis des dizaines d'années: la gazéification, la pyrolyse, l'arc sous plasma. Ces technologies existent déjà; c'est seulement qu'elles ne sont pas encore employées à l'échelon commercial pour le traitement des déchets urbains solides. Je pense que d'ici 5 ou 10 ans, certaines installations traiteront les déchets solides au moyen de l'une de ces trois technologies, à l'échelle commerciale.

Covanta Energy, un grand promoteur et exploitant d'installations de valorisation énergétique des déchets en Amérique du Nord — ou en fait, dans le monde entier — a un module de démonstration de la gazéification à l'une de ces installations aux États-Unis. La compagnie fait activement la promotion de ce type de technologies. Je m'attends tout à fait à ce que l'on voit l'un de ces types de module d'ici 5 ou 10 ans.

Quant à savoir si ça va bouleverser le marché, et dépasser les technologies reposant sur la combustion, il m'est impossible de le prédire; je n'ai pas d'avis sur la question. Cependant, je pense que l'un ou l'autre de ces types de technologies va s'implanter, et c'est seulement alors qu'on pourra en analyser les résultats.

M. David Anderson: Est-ce que certains de vos projets sont réalisés uniquement dans le secteur privé? Je pense que vous avez dit qu'aucun d'eux n'est autosuffisant pour l'instant. Est-ce exact?

M. Ted Michaels: Non, je ne me souviens pas avoir dit cela.

Environ la moitié, peut-être un peu moins de la moitié des 85 installations aux États-Unis appartiennent au secteur privé. Quarante-quatre, je crois, appartiennent au secteur public.

Ce sont souvent des installations du secteur public. Qu'elles appartiennent à l'administration locale ou à une compagnie privée, c'est un partenariat public-privé. Les municipalités sont les administrations qui gèrent de plus près les déchets, et il faut des déchets pour alimenter l'installation.

Actuellement, certaines de ces installations sont en voie de construction aux États-Unis.

M. David Anderson: Avez-vous des suggestions pour ceux d'entre nous qui vivons dans une région rurale à faible population, quant à la manière pour nous d'appliquer cette technologie? Pouvez-vous nous dire comment cela pourrait s'appliquer à plus petite échelle? Le transport pourrait poser un problème d'envergure.

M. Ted Michaels: Vous savez, c'est vraiment là, à mon avis, que l'innovation pourrait se manifester, et pas nécessairement dans les moyens de convertir l'énergie produite par les déchets, que ce soit la combustion, la gazéification ou d'autres technologies. Je pense que la prochaine frontière à franchir, en quelque sorte, sera sur le plan de l'envergure.

En ce moment, l'idéal, sur le plan économique, c'est de construire des installations pouvant traiter quelques milliers de tonnes ou plus de déchets par jour. Le nombre de collectivités qui peuvent traiter cette quantité n'est tout simplement pas aussi élevé que le nombre de collectivités pouvant traiter 100 ou 200 tonnes par jour. Si nous trouvions le moyen de faire des installations économiques pour ces quantités, ce serait utile aux collectivités comme celles dont vous avez parlé.

M. David Anderson: Madame Labrie, quand vous parlez de la prochaine génération de biocarburants, qu'est-ce que vous envisagez? Vous avez parlé d'éthanol cellulosique — c'est ce sur quoi vous travaillez en ce moment — mais d'autres n'ont peut-être pas eu la chance d'arriver au même stade que vous. Quelles sont les nouvelles technologies pour les biocarburants? Quelle sera la prochaine génération de technologies des biocarburants?

• (1715)

Mme Marie-Hélène Labrie: Actuellement, pour ce qui est de la deuxième génération, il existe en réalité deux types d'innovations: il y a les processus biologiques qui emploient les enzymes et il y a la voie thermo-chimique. On constate qu'il n'y a peut-être qu'une dizaine de compagnies, tout au plus, prêtes à commercialiser leurs produits et qui se développent — qui ont déjà coulé des fondations et qui construisent des usines et préparent des installations commerciales. Enerkem fait partie de cette première vague d'installations commerciales avancées produisant des biocarburants.

À l'avenir, on s'attend à une innovation continue dans la synergie avec l'éthanol de première génération. On s'intéresse aussi à d'autres choses. Je crois d'ailleurs qu'on va envisager de produire du carburant aviation à partir des algues. Pour l'instant, dans certains cas, c'est techniquement réalisable, mais ce n'est pas viable sur le plan commercial — les coûts sont trop élevés. Donc, l'innovation va se poursuivre.

Nous pensons que les carburants de la troisième génération sont probablement aux étapes des projets pilotes et des démonstrations, sur les plans de la viabilité technique et commerciale.

M. David Anderson: Monsieur Egan, vous nous dites constater des améliorations des technologies existantes d'utilisation du gaz naturel qui sont centrées sur quatre aspects particuliers.

Peut-être ma question sera-t-elle trop vaste, mais je me demande où, selon vous, se fera l'innovation au niveau de l'utilisation industrielle dans le domaine des transports — cela m'intéresse, mais est-ce qu'il y aura des innovations dans les transports, et nous en avons parlé un peu plus tôt — dans le domaine du gaz naturel renouvelable, et dans celui des systèmes énergétiques intégrés pour les collectivités.

J'aimerais bien que nous ayons plus de temps pour parler des systèmes intégrés. Nous n'avons pas encore eu tellement l'occasion.

Où se feront les progrès dans ces quatre domaines?

M. Timothy Egan: Je vais vous donner des exemples, qui touchent en fait aux commentaires de tout à l'heure sur l'innovation.

Il existe une technologie de transformation de l'électricité en gaz qui permet de recouvrer l'énergie des sources d'énergie renouvelables intermittentes en l'utilisant pour produire de l'hydrogène par électrolyse, et alors l'hydrogène peut être entreposé dans le réseau de distribution du gaz naturel. C'est très novateur. Une centaine de projets, en Allemagne, utilisent actuellement cette technologie. Une

compagnie membre de notre organisation envisage de réaliser un projet d'envergure, au Canada, axé sur cette technologie. C'est un exemple d'une application industrielle importante qui permet d'intégrer les énergies renouvelables dans un réseau de distribution du gaz.

De fait, nos réseaux de distribution de l'électricité et du gaz sont intégrés comme ils ne l'ont jamais été. Le faible coût du gaz naturel, parce que c'est ce coût qui pousse à envisager cette application novatrice, facilite cette intégration. De plus, cela crée un mécanisme d'entreposage d'énergie qui, souvent, ne peut être entreposé, parce que c'est de l'énergie renouvelable intermittente. Voilà pour le premier exemple.

En ce qui concerne le transport, vous savez qu'il y a actuellement au pays plusieurs projets pilotes de poids lourds alimentés au gaz naturel, dont certains circulent dans le corridor 401 et d'autres dans les corridors de l'Ouest. Diverses autres possibilités existent d'application de cette technologie aux véhicules de poids moyen et, éventuellement, de véhicules légers, bien que nous ne pensions pas que ce soit pour tout de suite.

Il y a moyen d'intégrer le gaz naturel renouvelable dans ces projets, du gaz renouvelable qui peut être recueilli des décharges publiques ou d'autres sources, intégrer un réseau de distribution de gaz et être utilisé en tant que source de carburant interchangeable dans le réseau de transport.

Une autre innovation assez intéressante, en ce qui concerne le transport, c'est la manière dont on peut utiliser les transports — les transports par véhicule — pour amener le gaz naturel vers des marchés qui ne l'ont pas encore, grâce à la technologie novatrice du GNC dans le secteur des transports ou celle du GNL, et on peut transporter un produit qui, auparavant, ne pouvait être transporté ainsi. Voilà soudainement que cela ouvre de nouveaux marchés au gaz naturel qui n'existaient pas auparavant parce que ce n'était pas abordable.

J'insiste sur le fait que c'est l'abordabilité du produit qui catalyse cette innovation. C'est le fait qu'il est moins coûteux qu'auparavant qu'il ouvre la porte à ce genre de nouvelles applications novatrices.

Le président: Merci, monsieur Egan.

Merci, monsieur Anderson.

Les cloches nous annoncent un vote.

Je tiens à remercier tous les membres du comité pour leurs excellentes questions aujourd'hui, mais aussi, surtout, nos témoins: de l'Association canadienne du gaz, Timothy Egan. D'Enerkem, Mme Labrie; d'ENMAX, M. Hemstock; et du Energy Recovery Council, M. Michaels.

Nous vous remercions infiniment. Vos exposés et vos réponses aux questions ont été très instructifs. Merci encore.

La séance est levée.

Publié en conformité de l'autorité
du Président de la Chambre des communes

PERMISSION DU PRÉSIDENT

Il est permis de reproduire les délibérations de la Chambre et de ses comités, en tout ou en partie, sur n'importe quel support, pourvu que la reproduction soit exacte et qu'elle ne soit pas présentée comme version officielle. Il n'est toutefois pas permis de reproduire, de distribuer ou d'utiliser les délibérations à des fins commerciales visant la réalisation d'un profit financier. Toute reproduction ou utilisation non permise ou non formellement autorisée peut être considérée comme une violation du droit d'auteur aux termes de la *Loi sur le droit d'auteur*. Une autorisation formelle peut être obtenue sur présentation d'une demande écrite au Bureau du Président de la Chambre.

La reproduction conforme à la présente permission ne constitue pas une publication sous l'autorité de la Chambre. Le privilège absolu qui s'applique aux délibérations de la Chambre ne s'étend pas aux reproductions permises. Lorsqu'une reproduction comprend des mémoires présentés à un comité de la Chambre, il peut être nécessaire d'obtenir de leurs auteurs l'autorisation de les reproduire, conformément à la *Loi sur le droit d'auteur*.

La présente permission ne porte pas atteinte aux privilèges, pouvoirs, immunités et droits de la Chambre et de ses comités. Il est entendu que cette permission ne touche pas l'interdiction de contester ou de mettre en cause les délibérations de la Chambre devant les tribunaux ou autrement. La Chambre conserve le droit et le privilège de déclarer l'utilisateur coupable d'outrage au Parlement lorsque la reproduction ou l'utilisation n'est pas conforme à la présente permission.

Aussi disponible sur le site Web du Parlement du Canada à l'adresse suivante : <http://www.parl.gc.ca>

Published under the authority of the Speaker of
the House of Commons

SPEAKER'S PERMISSION

Reproduction of the proceedings of the House of Commons and its Committees, in whole or in part and in any medium, is hereby permitted provided that the reproduction is accurate and is not presented as official. This permission does not extend to reproduction, distribution or use for commercial purpose of financial gain. Reproduction or use outside this permission or without authorization may be treated as copyright infringement in accordance with the *Copyright Act*. Authorization may be obtained on written application to the Office of the Speaker of the House of Commons.

Reproduction in accordance with this permission does not constitute publication under the authority of the House of Commons. The absolute privilege that applies to the proceedings of the House of Commons does not extend to these permitted reproductions. Where a reproduction includes briefs to a Committee of the House of Commons, authorization for reproduction may be required from the authors in accordance with the *Copyright Act*.

Nothing in this permission abrogates or derogates from the privileges, powers, immunities and rights of the House of Commons and its Committees. For greater certainty, this permission does not affect the prohibition against impeaching or questioning the proceedings of the House of Commons in courts or otherwise. The House of Commons retains the right and privilege to find users in contempt of Parliament if a reproduction or use is not in accordance with this permission.

Also available on the Parliament of Canada Web Site at the following address: <http://www.parl.gc.ca>