



CHAMBRE DES COMMUNES
HOUSE OF COMMONS
CANADA

Comité permanent des ressources naturelles

RNNR • NUMÉRO 022 • 1^{re} SESSION • 41^e LÉGISLATURE

TÉMOIGNAGES

Le mardi 31 janvier 2012

Président

M. Leon Benoit

Comité permanent des ressources naturelles

Le mardi 31 janvier 2012

•(0845)

[Traduction]

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

Je vous souhaite tout d'abord un bon retour. Nous en sommes à notre première réunion depuis Noël. J'espère que vous avez tous pu prendre un peu de repos et passer du bon temps avec vos électeurs.

Conformément au paragraphe 108(2) du Règlement, nous sommes réunis aujourd'hui pour entreprendre une séance de quatre jours afin de mener une étude sur l'état actuel et futur des oléoducs et des gazoducs et sur la capacité de raffinage du Canada. Nous savons tous que c'est un sujet qui retiendra l'attention des Canadiens. J'ai donc hâte d'entendre vos exposés ainsi que les questions et réponses pendant ces quatre jours.

Aujourd'hui, nous avons trois groupes de témoins. Nous avons tout d'abord Mark Corey, sous-ministre adjoint, Secteur énergétique; Douglas Heath, directeur, Division des sables bitumineux et de la sécurité énergétique, Secteur énergétique; et Michael Rau, conseiller exécutif auprès du sous-ministre adjoint, Secteur énergétique, qui sont tous du ministère des Ressources naturelles. Je vous souhaite la bienvenue.

Nous avons également Peter Boag, président, et Carol Montreuil, vice-présidente, tous deux de l'Institut canadien des produits pétroliers. Bienvenue.

Nous avons enfin, à titre personnel, Hossam Gabbar, professeur agrégé à l'University of Ontario Institute of Technology. Bienvenue.

Chaque groupe fera un exposé d'une durée maximale de 10 minutes, et nous allons commencer par le ministère. Monsieur Corey, allez-y, s'il vous plaît.

[Français]

M. Mark Corey (sous-ministre adjoint, Secteur énergétique, ministère des Ressources naturelles): Merci, monsieur le président.

Je pense que nous avons distribué le texte de notre présentation. Le but de ma présentation est de vous donner un aperçu de l'industrie du raffinage du pétrole. Je décrirai d'abord le processus de raffinage comme tel, ensuite je donnerai au comité un aperçu de l'industrie du raffinage du pétrole au Canada, et enfin je décrirai les facteurs qui ont une incidence sur l'investissement dans le secteur du raffinage.

[Traduction]

Encore une fois donc, je vais vous présenter en gros ce qui se trouve dans le document d'information.

Comme on peut le voir sur la diapo, en simplifiant le processus à l'extrême, on peut dire que le raffinage consiste essentiellement à faire bouillir le pétrole brut. Comme on le voit, le processus de raffinage vise à modifier et à restructurer les molécules, à standardiser le produit et à éliminer les contaminants. C'est une simplification à l'extrême, mais c'est en gros en quoi consiste le

raffinage. On fait bouillir le pétrole brut, les vapeurs sont condensées dans une haute colonne de distillation et différents composants en sont retirés lorsqu'ils se condensent à chaque niveau dans la colonne à différentes températures. Vous pouvez voir, par exemple, que l'essence sort en haut, et que l'huile lubrifiante, la paraffine et l'asphalte, qui sont des produits plus lourds, sortent en bas. Entre les deux, il y a d'autres produits.

Il s'agit, bien sûr, d'une simplification à l'extrême, mais c'est essentiellement en quoi consiste le processus de raffinage. Je vais laisser le soin à Peter Boag de l'ICPP de vous donner les détails techniques, car cela relève de l'industrie.

La diapo suivante montre simplement que la quantité des différents produits provenant d'un baril de pétrole brut peut varier, selon les procédés de traitement utilisés par les raffineries. Elles peuvent produire plus ou moins d'essence ou plus ou moins de diesel, par exemple, selon les procédés de raffinage.

Ensuite, on procède à la conversion. Pour ce faire, on change la structure chimique des produits pour les séparer en les chauffant à haute température et en provoquant des réactions chimiques. On élimine également les impuretés comme le soufre et l'azote pour satisfaire aux exigences réglementaires et saisonnières.

Plus le pétrole qu'elles raffinent est lourd, plus les raffineries ont besoin d'installations complexes et plus celles-ci coûtent cher à construire et à faire fonctionner. Les raffineries qui transforment du pétrole brut sont donc plus grandes et plus coûteuses que celles qui transforment du pétrole brut léger.

Les raffineries sont souvent de conception différente, suivant la technologie existante et les prévisions des besoins du marché à l'époque de leur construction. Les raffineries s'adaptent au marché. À titre d'exemple, les raffineries nord-américaines sont habituellement construites pour produire plus d'essence et moins de diesel, parce que nos besoins en essence prédominent. En Europe, c'est le contraire. Les raffineries sont construites pour produire plus de diesel et moins d'essence.

Voilà donc comment fonctionnent les raffineries. Elles peuvent faire varier la quantité des différents produits qu'elles raffinent, selon les procédés utilisés.

La diapo suivante vise simplement à montrer que même si nous avons un marché intégré en Amérique du Nord, le pétrole brut utilisé au Canada provient de deux sources différentes. Les raffineries de l'Ouest canadien utilisent du pétrole brut canadien, et la région produit la majorité du pétrole brut utilisé par les raffineries canadiennes qui est transporté jusqu'à Sarnia, dans le sud de l'Ontario, et Vancouver. Les raffineries ontariennes utilisent maintenant essentiellement du pétrole brut canadien — environ 85 p. 100 en 2011, mais elles utilisent aussi un peu de pétrole brut importé en provenance de la côte Est. Le brut importé, qui correspond au 15 p. 100 restant, provient du Dakota du Nord, à hauteur de 4 p. 100, ainsi que de la Norvège, de l'Angola et de la Guinée équatoriale, à hauteur d'environ 11 p. 100.

En ce qui a trait aux produits raffinés, les produits sont acheminés des raffineries à des terminaux de différentes façons, notamment par oléoduc, train, camion-citerne, et dans l'Est, par navire pétrolier. Les raffineries de l'Ouest approvisionnent en tout type de produits la région allant de Vancouver à Thunder Bay, ainsi que les territoires. En plus d'approvisionner les marchés locaux, les raffineries du sud de l'Ontario acheminent aussi leurs produits à Sault Ste. Marie dans le Nord de l'Ontario.

Sur la diapo suivante, on voit que la situation est différente dans l'Est. Dans cette région, les raffineries utilisent du brut qui provient des installations extracôtières au large de Terre-Neuve, dans des proportions de 15 p. 100, ou encore qui est importé, dans des proportions de 85 p. 100, de pays comme l'Algérie, le Nigeria, le Royaume-Uni — la mer du Nord — et la Norvège, à bord de pétroliers jusqu'à Halifax, Saint John, ou Come By Chance.

Au Québec, les raffineries utilisent du pétrole brut importé qui est livré à Lévis par de petits pétroliers, ou qui arrive à Portland, dans le Maine, à bord de grands pétroliers, puis qui est acheminé dans le pipeline Portland-Montréal. Il y a un pipeline qui se rend, encore une fois, jusqu'à Montréal. Je crois qu'il y a environ 600 000 barils par jour qui transitent du Maine vers Montréal.

Le fait que le Canada soit aujourd'hui un exportateur net de produits raffinés est un signe de la compétitivité du secteur du raffinage. En 2010, nous avons importé 223 000 barils de produits raffinés par jour, principalement au Québec et au Canada atlantique, et nous avons exporté pendant la même période 419 000 barils de produits raffinés par jour, principalement dans les États de la Nouvelle-Angleterre. Certaines raffineries dans l'est du Canada, encore une fois, importent du brut, le traitent, et l'expédient ensuite sur les marchés de la Nouvelle-Angleterre.

Deux des trois raffineries au Canada atlantique approvisionnent les marchés locaux, mais aussi les régions de l'Arctique et de la baie d'Hudson, de même que le littoral, comme je viens de le mentionner.

Les installations situées à Québec et à Montréal approvisionnent par l'entremise du pipeline Trans-Nord certaines des régions les plus éloignées du Nord québécois et parfois certaines régions de l'Arctique, ainsi que le corridor qui longe le fleuve St-Laurent entre l'est de l'Ontario et la péninsule gaspésienne. Dans le Nord canadien, approvisionné principalement par navire, le calendrier de livraisons est parfois très restreint en raison des conditions météorologiques. Un bateau saisonnier, comme on l'appelle, est utilisé pour acheminer les produits raffinés dans la région.

●(0850)

La diapo suivante porte sur la situation de l'industrie aujourd'hui.

Le Canada compte actuellement 15 raffineries de pétrole qui sont exploitées par 9 entreprises. Elles produisent toute la gamme des produits pétroliers, notamment de l'essence, du diesel et du

carburéacteur. Quatre raffineries partielles produisent de l'asphalte ou des produits pétrochimiques: deux produisent de l'asphalte et sont situées à Moose Jaw et à Lloydminster, et deux produisent des produits pétrochimiques et sont situées à Mississauga et à Sarnia. Imperial Oil, Shell et Suncor exploitent plus d'une raffinerie au pays.

Il faut souligner que le secteur du raffinage subit une rationalisation importante depuis les années 1970. Dans les années 1970 et 1980, la rationalisation s'est faite en raison de la chute de la demande liée aux chocs de prix, ce qui a forcé les constructeurs automobiles à mettre au point des véhicules plus économes en combustibles. La demande s'est rétablie par la suite et la relance du marché a favorisé non pas la construction de nouvelles raffineries, mais l'agrandissement des raffineries existantes pour augmenter la capacité.

La capacité totale de raffinage au pays est plus élevée aujourd'hui avec 15 raffineries qu'elle ne l'était dans les années 1960 avec 44. En d'autres mots, même si certaines raffineries ferment et que leur nombre diminue au pays, la capacité de production de celles qui restent augmente, et c'est ce qui explique que nous avons plus de capacité aujourd'hui que dans les années 1960. Au cours des dix dernières années, par exemple, notre capacité totale est demeurée stable même si deux raffineries ont fermé leurs portes.

La diapo suivante porte sur un sujet que Peter Boag vous expliquera sans doute plus en détail.

[Français]

Les taux d'utilisation des raffineries ont dépassé la barre des 90 p. 100 au début de la dernière décennie, mais depuis la récession de 2008, ils sont descendus à 80 p. 100 en Ontario et dans l'Ouest canadien, et à 84 p. 100 dans le Canada atlantique et au Québec. Les taux d'utilisation des raffineries de l'Ouest canadien pour 2011 ont été légèrement influencés par des problèmes de disponibilité d'hydrogène, un incendie dans une raffinerie et d'autres problèmes mineurs de maintenance.

L'industrie vise un taux d'utilisation de 94 ou 95 p. 100, ce qui maximise l'efficacité des opérations tout en permettant la maintenance habituelle et les remises en état saisonnières. Cela veut dire que, présentement, les raffineries travaillent à un niveau plus bas que le niveau idéal.

[Traduction]

Les deux diapos suivantes portent sur l'emplacement des raffineries et des usines, un sujet que nous avons abordé un peu plus tôt.

L'emplacement des raffineries et des usines dépend de cinq facteurs. Au Canada, nous avons un système basé sur le marché, et c'est donc le marché qui motive les décisions.

Le premier facteur est le coût d'investissement lié à une nouvelle usine de traitement ou raffinerie. L'Amérique du Nord étant en fait un seul marché intégré, les entreprises ne procèdent pas à des investissements sans tenir compte d'autres facteurs. La côte du golfe aux États-Unis compte 58 raffineries en activité qui ont une capacité de raffinage équivalant à 50 p. 100 de la capacité aux États-Unis, ainsi qu'une capacité non utilisée de traitement du pétrole brut lourd importante. Une raffinerie coûte très cher. Comme les coûts de construction peuvent varier entre 5 et 15 milliards de dollars, il est beaucoup plus économique de mousser la capacité d'une raffinerie existante ayant une capacité inutilisée que d'en construire une nouvelle.

Les raffineries de la côte du golfe aux États-Unis n'ont besoin que de faibles investissements pour pouvoir traiter le bitume dilué qui provient des sables bitumineux. À l'heure actuelle, les approvisionnements provenant principalement du Mexique et du Venezuela sont en baisse et doivent être remplacés, et c'est ce qui augmente la demande en pétrole brut lourd comme celui qui provient des sables bitumineux, qui réduit l'écart de prix et qui diminue l'importance de procéder à de nouveaux investissements importants pour le moment. C'est l'une des raisons à l'origine du projet de pipeline Keystone XL: la baisse de l'approvisionnement provenant du Mexique et du Venezuela pour les raffineries de la côte du golfe des États-Unis, qui sont déjà équipées pour traiter du pétrole brut lourd. Ce sont les raisons économiques à l'origine de ce projet.

Le deuxième facteur est l'écart de prix. Si le prix du pétrole brut additionné au coût du raffinage n'est pas beaucoup plus bas que le prix des produits pétroliers raffinés, l'incitatif n'est pas très grand. Il en va de même pour une usine de traitement. Si le prix du bitume brut additionné au coût du traitement n'est pas plus élevé que le prix du brut classique, l'incitatif encore une fois n'est pas très grand. Une entreprise qui cherche un avantage économique cherche essentiellement à maximiser les retombées de ses investissements, et cette logique percole jusqu'au marché.

L'écart de prix moyen a fluctué considérablement entre le prix du brut — raffiné et traité — et le coût réel des produits raffinés au cours des années. C'est ce qui motive les décisions d'investir ou non.

Dans la diapo suivante, nous verrons où se trouve la capacité d'utilisation à l'heure actuelle en raison de ces facteurs.

Le troisième facteur est la contamination. Les raffineries servent habituellement des marchés régionaux, mais elles servent aussi des marchés lointains en expédiant le produit par navire. Le transport du brut ne donne pas lieu aux mêmes problèmes de contamination que le transport des produits raffinés. Le transport sur une longue distance de produits pétroliers raffinés dans des pipelines servant au transport de différents produits peut accroître, par exemple, la teneur en soufre des produits, ce qui nécessitera un traitement correctif coûteux à destination. Ainsi, ceux qui doivent expédier leurs produits par pipeline sur une longue distance préfèrent souvent expédier du brut et le raffiner près du marché. Les aéroports, par exemple, ont souvent des pipelines dédiés les reliant à une raffinerie locale pour les approvisionner en carburateur. Au Canada, c'est le cas notamment des aéroports de Vancouver, d'Edmonton, de Calgary, de Toronto et de Montréal.

Le quatrième facteur est l'infrastructure de distribution. Il est plus facile et moins cher de transporter dans un pipeline un seul produit que d'en transporter plusieurs en lots ou encore d'avoir des pipelines dédiés distincts. Lorsqu'on expédie du brut, on expédie un seul produit; lorsqu'on expédie des produits raffinés, on expédie une multitude de produits. L'intrant pour une raffinerie est le brut, alors que les extrants sont souvent l'essence, le diesel et le carburateur. Il est donc plus compliqué et plus coûteux de transporter une multitude de produits raffinés sur une longue distance jusqu'aux consommateurs qui se trouvent à de multiples destinations finales.

Le cinquième facteur est les caractéristiques des carburants et les exigences saisonnières. On touche ici à un point intéressant que la plupart des automobilistes ignorent: les caractéristiques des carburants sont très rigoureuses et adaptées au climat où ils seront utilisés. L'essence utilisée dans un climat tempéré est différente de celle utilisée dans un climat froid, et dans une même région, les caractéristiques vont changer en fonction des saisons. Ainsi, le fait de transporter du pétrole brut plutôt que des produits raffinés donne

plus de souplesse aux fournisseurs pour répondre à la demande saisonnière, soit du mazout domestique ou de l'essence.

Nous allons maintenant passer au résumé pour avoir un portrait global de la situation.

● (0855)

[Français]

On peut dire que les raffineurs de l'ouest du Canada et du sud de l'Ontario s'approvisionnent surtout de pétrole brut de l'Ouest canadien tandis que les raffineurs de l'est du Canada utilisent principalement du pétrole brut de la côte est du pays ainsi que du pétrole brut importé.

Aujourd'hui, nos raffineries sont moins nombreuses mais plus importantes et plus efficaces qu'il y a 50 ans. Le Canada raffine plus de produits pétroliers qu'il n'en consomme, ce qui fait de lui un exportateur net, tant sur le plan des produits pétroliers que sur le plan du pétrole brut.

Le Canada arrive au troisième rang mondial pour l'importance de ses réserves de pétrole brut. Au fur et à mesure que la production augmente, il est probable que la quantité de pétrole brut canadien raffiné en Amérique du Nord continuera d'augmenter.

● (0900)

[Traduction]

Le président: Merci beaucoup, monsieur Corey.

Nous allons passer maintenant à l'Institut canadien des produits pétroliers.

Monsieur Boag, nous écoutons votre exposé.

M. Peter Boag (président, Institut canadien des produits pétroliers): Merci.

Bonjour, monsieur le président et mesdames et messieurs les membres du comité. Je suis heureux d'être ici aujourd'hui pour vous présenter nos points de vue sur l'étude du comité qui porte sur les pipelines et le raffinage. J'ai le plaisir d'être accompagné par Carol Montreuil, qui est vice-présidente de notre division de l'Est du Canada.

Les membres de l'ICPP jouent un rôle clé dans la chaîne de valeur de l'énergie au Canada et font une importante contribution à de nombreux secteurs de l'économie canadienne. Vous conviendrez tous, sans doute, que les carburants de transport sont un facteur essentiel des activités sociales et économiques des Canadiens. Ils permettent le déplacement des personnes et des biens partout au pays.

Notre exposé, ainsi que d'autres documents pertinents, se trouvent dans la trousse qui vous a été distribuée. Ce matin, je mettrai l'accent sur les principaux éléments de notre exposé et sur quatre thèmes. Le premier est un aperçu de l'état actuel du secteur du raffinage au Canada, qui viendra bonifier les renseignements fournis par M. Corey.

Le second est la différence entre les usines de valorisation du bitume et les raffineries de produits pétroliers. Je pense en effet que la plupart des gens confondent ces deux notions. Le troisième porte sur la comparaison des défis ou des occasions rencontrés sur le marché par les raffineurs et les producteurs de sables bitumineux. Le dernier thème est le rôle que peuvent jouer les décideurs publics dans la promotion d'un secteur du raffinage viable et concurrentiel au Canada.

D'abord, l'aperçu. Les membres de l'ICPP offrent des produits pétroliers de qualité et fiables aux Canadiens depuis plus d'un siècle. Notre industrie contribue actuellement 2,5 milliards de dollars au PIB du Canada, emploie 17 500 travailleurs de raffineries professionnels, instruits et bien payés. Il y a 19 raffineries dans huit provinces canadiennes. Leur capacité de production combinée est d'environ deux millions de barils par jour. Les membres de l'ICPP exploitent 16 de ces raffineries. Pour compléter la chaîne de valeur, on compte au Canada 70 dépôts de distribution et quelque 12 000 stations-service qui emploient 82 000 travailleurs.

Les raffineurs produisent de l'essence, du diesel et des carburants aviation, de même que du mazout domestique et des produits de base importants pour l'industrie pétrochimique. Certains membres de l'ICPP jouent un rôle important dans la production de biocarburants, et presque toutes les raffineries et tous les producteurs de pétrole jouent maintenant un rôle dans leur distribution.

Comme l'a mentionné M. Corey, le Canada est autosuffisant en produits pétroliers raffinés et un exportateur net de ces produits. Le secteur du raffinage au Canada exporte environ 20 p. 100 de sa production, soit environ 400 000 barils par jour, principalement vers les États-Unis et surtout depuis le Québec et les provinces de l'Atlantique. La proximité géographique avec l'important marché du nord-est des États-Unis et la capacité d'expédier par voie maritime ou sur de courtes distances sont les facteurs clés qui rendent possibles ces exportations.

Le raffinage est, par ailleurs, un secteur capitalistique, comme l'a mentionné encore une fois M. Corey. C'est l'un des secteurs les plus capitalistiques de notre économie. En effet, la construction d'une nouvelle raffinerie coûterait aujourd'hui plus de 7 milliards de dollars, sans compter le coût d'acquisition du terrain. Bien qu'aucune nouvelle raffinerie n'ait été construite au Canada depuis environ 25 ans, on a investi plus de 40 milliards de dollars dans les raffineries canadiennes depuis 1980, ce qui inclut l'augmentation de la capacité dont M. Corey a déjà parlé. Il s'agit aussi d'initiatives d'amélioration continue pour rehausser l'efficacité opérationnelle, permettre le raffinage de bruts plus lourds et, bien sûr, améliorer le bilan environnemental.

Au cours des 10 dernières années, on a investi au total 8 milliards de dollars dans les seules améliorations du bilan environnemental. Actuellement, les raffineurs de l'ICPP investissent collectivement près de 3 milliards de dollars par année pour préserver leur compétitivité dans un marché mondial de plus en plus exigeant pour les produits pétroliers raffinés.

Les raffineries canadiennes sont efficaces, mais ne sont pas grandes si on les compare à celles du reste du monde. Leurs activités souffrent d'un désavantage du point de vue de la taille et de la complexité par rapport aux raffineries américaines, et d'un désavantage encore plus grand par rapport aux nouvelles super-raffineries situées en Asie. Par exemple, une seule raffinerie en Inde, une seule, a une capacité égale à 60 p. 100 de toute la capacité canadienne de produits raffinés, soit une capacité de production de 1,2 million de barils par jour, comparativement à la capacité de production du Canada, avec 19 raffineries, de 2 millions de barils.

• (0905)

En général, les conditions économiques dictent que les raffineries soient situées près des marchés de consommation. Comme vous l'a dit M. Corey, le transport de produits finis tels que l'essence, le diesel et le carburant aviation, en particulier sur de grandes distances par voie terrestre, est plus cher et moins efficace du point de vue logistique que le transport du pétrole brut.

C'est là un thème commun pour bien des marchandises qui font l'objet d'un commerce mondial. Au Canada, nous exportons beaucoup de blé, mais pas de produits de boulangerie. Nous importons certes de grandes quantités de grains de café, mais pas de café préparé. C'est donc une situation courante avec bien des marchandises.

Toutefois, les économies d'échelle des grandes raffineries dont j'ai parlé et l'accès au transport océanique minimisent substantiellement les obstacles économiques au transport des produits finis vers des marchés éloignés. Cela pose donc d'importants nouveaux défis concurrentiels pour les raffineurs canadiens et rehausse l'importance de l'efficacité et de la compétitivité à l'échelle mondiale.

Une part importante de l'efficacité des raffineries réside dans leur fonctionnement à pleine capacité, ou presque. L'utilisation optimale de la capacité se situe au-dessus de 90 p. 100, et préférablement à près de 95 p. 100. Actuellement, il y a un excédent de capacité de raffinage et une utilisation moins qu'optimale dans toute l'Amérique du Nord. Selon les plus récents chiffres de l'Office national de l'énergie, les taux d'utilisation de la capacité au Canada dépassaient à peine 80 p. 100 en 2010 et 2011.

Dans ce contexte d'utilisation insuffisante de la capacité dans toute l'Amérique du Nord depuis plusieurs années, on a assisté à plusieurs regroupements et fermetures de raffineries. Une raffinerie a d'ailleurs fermé au Canada il y a quelques années. On a récemment fermé ou mis hors service trois raffineries sur la côte Est des États-Unis. Il y a deux semaines, une grande raffinerie des îles Vierges américaines a annoncé qu'elle cesserait ses activités le mois prochain. Voilà qui témoigne bien du genre d'environnement dans lequel nous évoluons actuellement.

Par ailleurs, il existe une certaine confusion quant à la nature et aux rôles respectifs des raffineries et des usines de valorisation du bitume. On utilise souvent ces deux termes de façon interchangeable. Je veux toutefois préciser que les raffineries de produits pétroliers et les usines de valorisation du bitume ne sont pas nécessairement la même chose. Les raffineries sont construites et configurées pour le traitement du pétrole brut — du brut lourd au brut léger, du brut acide au brut non corrosif et maintenant au synthétique — pour en faire des produits comme l'essence, le diesel, le carburant aviation et le mazout domestique. Elles sont généralement beaucoup plus complexes qu'une usine de valorisation du bitume en raison de la nature des différents produits qu'on peut y fabriquer.

Comme M. Corey vous a déjà bien expliqué le processus de raffinage, je ne vais pas répéter tout cela. Je veux seulement insister sur le fait qu'il n'y a pas deux raffineries dont la conception et la réalisation soient identiques. Elles ont bien en commun un certain nombre de caractéristiques et de processus (par exemple la distillation et le craquage) et utilisent des technologies de pointe similaires, mais chacune a sa propre configuration de raffinage et ses unités de traitement distinctes.

En général, la configuration de la raffinerie et les unités de traitement utilisées sont déterminées par le pétrole brut à traiter ainsi que par la combinaison de produits désirée, qui varie en fonction de la demande sur le marché local. Il s'agit bien évidemment d'une situation qui n'est pas statique. Parmi les autres facteurs qui influent sur les configurations de raffinage, mentionnons les exigences technologiques au moment de la construction et la manière dont la raffinerie a évolué au fil du temps pour s'adapter aux changements du marché ou à la transformation du cadre réglementaire en matière d'environnement.

Il n'y a donc pas deux raffineries semblables. De fait, elles peuvent être considérablement différentes.

Les usines de valorisation du bitume sont spécialement conçues et configurées pour produire une charge d'alimentation constituée à 100 p. 100 de bitume dilué. C'est une forme de pétrole brut dont les propriétés physiques et chimiques ne permettent généralement pas son utilisation comme charge d'alimentation pour une raffinerie. La valorisation est donc le processus intermédiaire grâce auquel on transforme le bitume en pétrole brut synthétique de haute valeur, adéquat comme charge d'alimentation pour certaines raffineries de produits pétroliers. Alors, bien qu'une usine de valorisation du bitume puisse faire appel à certains des mêmes processus qu'on utilise dans une raffinerie, elle est configurée de manière différente pour relever les défis particuliers posés par la forte viscosité, ainsi que par les propriétés physiques et chimiques extralourdes du bitume.

Cette distinction est rendue plus complexe par le fait que les limites entre les opérations et les processus d'une raffinerie et d'une usine de valorisation ne sont pas très claires. Il n'existe pas de démarcation nette permettant de savoir que l'on a affaire à une usine de valorisation ou à une raffinerie. Certaines raffineries peuvent traiter du bitume et du pétrole lourd, généralement au moyen d'une unité de cokéfaction. Certaines usines de valorisation fabriquent des quantités limitées de produits finis, généralement du diesel. En outre, on peut retrouver une usine de valorisation et une raffinerie au sein de la même installation. Même si la distinction n'est pas très nette, il y a généralement une différence entre les usines de valorisation et les raffineries.

● (0910)

Pour ce qui est des défis et des occasions du marché, il va de soi que les raffineurs et les producteurs de sables bitumineux du Canada vivent dans des mondes très différents. De toute évidence, le secteur amont de l'industrie des sables bitumineux représente un extraordinaire catalyseur pour la croissance économique du Canada. On prévoit que la demande mondiale croissante de pétrole brut, en particulier de la part des économies en développement, continuera à augmenter au cours des 25 prochaines années et par la suite. Cela crée d'attrayantes occasions d'exportation pour le secteur pétrolier amont du Canada. D'un autre côté, on s'attend à ce que la demande nord-américaine de produits pétroliers raffinés demeure à peu près inchangée au cours de la même période. Ce fait et les défis qu'il représente pour les raffineurs canadiens ont été mis en évidence dans un récent rapport du Conference Board du Canada. Vous trouverez ce rapport dans votre trousse.

Le fait que la demande pour les carburants pétroliers a probablement atteint, ou presque atteint, un sommet en Amérique du Nord pourrait en surprendre certains. C'est pourtant un phénomène dont on a fait l'expérience dans la quasi-totalité des pays de l'OCDE où les facteurs démographiques, les systèmes de transport arrivés à maturité, les nouveaux règlements concernant l'efficacité énergétique des véhicules, ainsi que la pénétration croissante du marché par les carburants de transport de remplacement, dont les biocarburants et le gaz naturel, et les véhicules électriques se combinent pour annuler toute croissance de la demande d'énergie globale pour le transport pour les 25 à 30 prochaines années.

Pour revenir à ce qu'on disait précédemment, c'est aussi un fait que la capacité de raffinage de produits nord-américaine dépasse la demande. De plus, le marché nord-américain des produits raffinés est de plus en plus exposé à la concurrence que représente la nouvelle capacité d'approvisionnement mondial, en particulier dans les

économies en développement de l'Inde et de la Chine, où d'énormes superraffineries fonctionnent déjà ou sont en cours de construction.

Dans ce contexte, l'expansion de la capacité de raffinage au Canada est une proposition difficile à vendre. Il est ardu de justifier une dépense de 7 milliards de dollars pour une nouvelle raffinerie lorsqu'il y en a déjà un nombre plus que suffisant sur le continent. On peut toutefois comprendre que, en raison de la production croissante due aux sables bitumineux de l'Alberta, l'on s'attende dans certains milieux à ce que la capacité de raffinage de produits du Canada connaisse elle aussi une croissance. Dans ce débat, on oublie ou on ignore toutefois souvent les vérités économiques que sont la réalité d'une demande nord-américaine stagnante ou en décroissance, d'une capacité de raffinage excédentaire et d'une vive compétition des raffineurs outre-mer.

Les facteurs économiques deviennent encore plus graves lorsqu'on prend en considération les réalités géographiques. L'Alberta, lieu d'origine des sables bitumineux, n'a pas accès à la mer et est loin des grands marchés de produits raffinés américains. Des réalités économiques semblables valent pour l'argument selon lequel nous devrions valoriser une plus grande proportion, voire la totalité, de notre production de bitume au Canada. Il est bien certain que nous augmentons notre capacité de valorisation du bitume avec l'arrivée de nouvelles usines. Au fil des ans, des raffineries canadiennes ont modifié leur configuration pour pouvoir valoriser davantage de pétrole cru synthétique ou de bitume dilué, mais il y a une limite. La capacité de valorisation excédentaire sur la côte du golfe du Mexique aux États-Unis, dont M. Corey vous a parlé, demeure un obstacle majeur aux investissements en la matière au Canada.

Parlons enfin du rôle des décideurs pour contribuer à maintenir un secteur du raffinage viable et concurrentiel au Canada. Il va de soi que de saines politiques économiques et une réglementation sage et prévisible sont des facteurs contributifs clés pour ce faire. Selon nous, le succès doit passer par une stratégie efficace, basée sur des arguments scientifiques à l'égard de la mise au point de nouvelles exigences réglementaires qui incluent une rigoureuse et crédible analyse de l'incidence économique et du rapport coût-efficacité. Des structures réglementaires qui sont axées sur les résultats et assurent aux raffineurs suffisamment de flexibilité pour développer et mettre en oeuvre les options les plus économiques pour satisfaire aux exigences réglementaires...

J'en reviens au fait qu'il n'y a pas deux raffineries semblables. Une approche universelle prescrivant aux raffineurs la façon de faire les choses ne peut pas vraiment fonctionner pour nous. Il nous faut une approche réglementaire fondée sur les résultats qui permet aux raffineurs de déterminer la façon la plus rentable de se conformer à la réglementation, compte tenu de la nature et de la configuration de leurs propres raffineries. C'est absolument nécessaire si nous voulons continuer à pouvoir surmonter nos désavantages concurrentiels et d'échelle, surtout par rapport aux raffineurs étrangers.

● (0915)

Par les choix politiques qu'ils font, les décideurs peuvent jouer un rôle important dans la promotion d'un secteur du raffinage canadien compétitif et viable à l'échelle mondiale: ils peuvent contribuer ou nuire à la compétitivité des raffineries canadiennes.

En conclusion, la future taille du secteur du raffinage au Canada dépendra de la capacité de nos raffineurs à se montrer à la hauteur de la concurrence sur un marché planétaire de plus en plus compétitif. Les raffineurs canadiens peuvent-ils réussir à se mesurer à la concurrence pour préserver ou augmenter leur part du marché alors qu'il y a stagnation ou possible décroissance sur le marché continental des carburants? Les raffineurs canadiens peuvent-ils remplacer les sources d'approvisionnement intérieures et extérieures des États-Unis par des exportations canadiennes accrues? Voilà des questions importantes.

En fin de compte, la taille du secteur du raffinage de produits pétroliers au Canada sera déterminée par le marché et par la somme de nombreuses décisions commerciales individuelles influencées par une myriade de facteurs qui incluent les stratégies commerciales, la disponibilité et le coût du brut, les questions de logistique et de relations de travail, la demande de produits et l'accès aux marchés, ainsi, bien sûr, que les politiques et le cadre réglementaire au Canada.

Merci beaucoup. J'ai grand hâte de répondre à vos questions.

Le président: Merci, monsieur Boag, pour votre exposé.

Notre dernier témoin comparait à titre personnel. Il s'agit de Hossam A. Gabbar, professeur agrégé de l'University of Ontario Institute of Technology.

Bienvenue, monsieur Gabbar. Nous écoutons votre présentation.

M. Hossam Gabbar (professeur agrégé, University of Ontario Institute of Technology, à titre personnel): Merci beaucoup. Je suis très heureux d'être ici pour vous présenter quelques réflexions du point de vue recherche et développement.

Je travaille au sein de la Faculté des systèmes énergétiques et des sciences nucléaires. Nous y étudions l'énergie dans la perspective de ses répercussions positives pour la société sur le plan économique et social. Nous nous intéressons donc au pétrole et au gaz en tant que composantes de la chaîne d'approvisionnement énergétique. Ainsi, nous traitons le pétrole et le gaz comme une seule et unique ressource naturelle importante pour le Canada en cherchant toujours à la positionner par rapport aux autres ressources.

Essayons d'abord de cartographier l'approvisionnement énergétique afin de déterminer s'il serait bon d'investir en vue de consolider nos industries pétrolières et gazières en faisant ressortir les motifs pour aller de l'avant et les limites en la matière.

Nous avons d'abord voulu dégager les sources d'énergie à notre disposition, y compris le pétrole et le gaz. Nous avons débuté avec l'aspect génération où l'on retrouve notamment la bioénergie, l'énergie nucléaire, la génération d'hydrogène et les énergies thermique, solaire, éolienne et géothermique.

Si je vous amène un peu plus avant dans le processus, nous avons pu constater qu'il nous est possible de construire des infrastructures de réseau fiables pour le gaz naturel, l'énergie thermique et l'électricité. Il s'agit de savoir comment nous pouvons améliorer la situation lorsqu'on peut compter sur une raffinerie dans une certaine région. Faut-il la mettre à niveau, l'entretenir ou en prolonger la durée de vie utile? Pour répondre à ces questions, il faut se fonder principalement sur deux facteurs qui sont reliés au soutien d'une région par le truchement de ses voies de transport.

J'aimerais d'abord insister sur le fait qu'une évaluation et une planification appropriées de l'avenir de l'industrie pétrolière et gazière doit passer par une détermination des besoins et une comparaison avec d'autres sources d'énergie dans la même région comme à l'échelle internationale.

Il faut ensuite trancher entre pétrole raffiné et pétrole brut, une question primordiale que tous semblent se poser. Je dirais qu'il s'agit de déterminer, en présence de gaz naturel et de pétrole brut, s'il convient d'opter pour la transformation et de miser davantage sur le raffinage. C'est une considération très importante autant pour le marché canadien que pour les marchés mondiaux si nous souhaitons exporter notre pétrole brut.

Pour répondre à cette question, toujours du point de vue de la recherche, nous avons amorcé notre analyse en établissant un modèle définissant les intrants et les extrants pour chacune des entités comme une raffinerie ou un pipeline, en amont ou en aval. Et nous avons essayé d'y intégrer des indicateurs de rendement sous forme de paramètres, qu'ils soient économiques, environnementaux ou même liés à ce que nous appelons dans notre jargon le PHQ, soit le personnel hautement qualifié, qui comprend les ingénieurs de nouvelle génération et d'autres travailleurs de l'industrie. À partir de ce modèle, nous avons tenté d'optimiser et de maximiser les avantages découlant du pétrole et du gaz.

Il s'agit d'un aperçu générique permettant simplement de positionner les ressources pétrolières et gazières. Si nous souhaitons vraiment miser davantage sur cette industrie, on aura besoin d'une formulation chiffrée à partir de ces paramètres pour déterminer que cette approche est vraiment celle qui permet l'optimisation.

Si l'on se penche de manière plus détaillée sur la situation de l'industrie, on constate que le gaz est à l'origine de 16 p. 100 de la production énergétique. L'apport du nucléaire est de 33 p. 100 et celui de l'hydroélectricité se situe à 23 p. 100. Le gaz est donc l'un des éléments importants de l'approvisionnement énergétique au Canada. À la lumière des statistiques que je vous ai fournies, on peut établir une certaine répartition géographique de la production des raffineries en notant, par exemple, qu'elle se situe à environ 18 000 mètres cubes à Terre-Neuve-et-Labrador, et dépasse les 48 000 mètres cubes au Nouveau-Brunswick.

Je vous ai aussi fourni certaines données statistiques que nous avons recueillies auprès de l'industrie pétrolière et gazière en matière de production énergétique. Nous avons tenté d'intégrer ces données à la carte du pays en indiquant, pour chaque région, quels sont les besoins locaux et les facteurs assurant la viabilité.

● (0920)

À partir de ces données, nous avons tenté de déterminer si l'opération était viable à l'échelle locale pour minimiser les transports. Est-il possible de trouver le juste équilibre entre les besoins en transport et la viabilité locale? C'est l'un des éléments que nous avons cherché à analyser. Nous avons conclu que c'était principalement relié aux besoins de chaque région en fonction de l'énergie produite localement. En nous basant sur cette carte et les projections que nous ont communiquées les industries pétrolières et gazières, nous avons déterminé qu'il était primordial d'optimiser l'approvisionnement énergétique à l'échelle locale en fonction des paramètres intrants-extrants de chaque région.

Examinons maintenant le graphique illustrant l'acheminement du pétrole brut. Nous avons les puits. Le pétrole brut et le gaz naturel sont acheminés via les pipelines de collecte vers les installations de transformation. C'est une représentation très simplifiée. Ils passent ensuite dans les pipelines d'amenée, puis dans les pipelines de transport qui sont de plus grande dimension. Ils transitent ensuite dans les réseaux de locaux de distribution, de taille plus réduite, avant d'arriver aux domiciles privés et aux installations industrielles. Nous avons donc tout un réseau. L'infrastructure ne se limite pas à la seule raffinerie: le réseau s'étend de l'extraction jusqu'à l'utilisateur final en passant par les installations de valorisation. Si nous concentrons notre attention uniquement sur les raffineries, nous nous intéressons donc à un seul élément de la chaîne d'approvisionnement.

D'un point de vue général, si nous souhaitons optimiser une raffinerie de manière à maintenir ses capacités et son rendement maximal par rapport aux indicateurs établis, il faut examiner la situation en amont et en aval. Les pipelines de transport sont de grande dimension et parcourent de longues distances. Si nous voulons déterminer de façon éclairée s'il nous faut maintenir les raffineries existantes, les agrandir, en construire une nouvelle, et transporter le pétrole brut ailleurs dans le monde, mais surtout aux États-Unis, il nous faut modéliser ce réseau. Pour effectuer cette modélisation, il faut tenir compte de différents éléments dont les caractéristiques du pétrole, les coûts d'entretien de l'infrastructure, et les coûts et avantages ou la valeur des produits pétroliers et gaziers.

À ce sujet, je me dis toujours qu'il est très important de concevoir un modèle dynamique en fonction de la production actuelle. En y intégrant nos exigences et notre stratégie, nous pourrions mieux peaufiner nos politiques relativement à cette chaîne d'approvisionnement.

J'aimerais maintenant passer à l'extrémité de cette chaîne d'approvisionnement, c'est-à-dire aux produits eux-mêmes. J'ai un graphique simplifié illustrant tout le processus de fractionnement, de distillation ou de raffinage. On y trouve le pétrole brut et ses produits génériques. En définitive, chacun de ces produits a sa propre chaîne d'approvisionnement. Il y a le carburant pour les véhicules ou le transport. Il y a aussi des produits qui servent de carburant pour l'aviation ainsi que du diesel pour les trains. On trouve aussi des produits de lubrification, du mazout, de la graisse et de l'asphalte. Il y a tout un éventail de produits.

Une raffinerie offre donc un processus très dynamique permettant des mesures d'adaptation pour la fabrication des produits souhaités. Grâce à ces systèmes ou ces raffineries adaptables — je dirais même intelligentes — nous pouvons donc intervenir de façon dynamique pour concentrer davantage nos efforts sur les produits qui nous intéressent.

Prenons l'exemple du véhicule hybride rechargeable. Si l'on adopte une réglementation, une politique ou des directives en la matière, il faudra tenir compte des éléments qui entrent dans la composition de ces véhicules, car cela deviendra un facteur important dans le contexte de la production ou du maintien en opération des raffineries.

En Ontario, je participe à une initiative sur les véhicules hybrides électriques. Nous essayons de déterminer la meilleure façon de procéder pour l'électrification de notre parc de véhicules. Il va de soi que ces transformations auront une incidence sur la chaîne d'approvisionnement du pétrole, du gaz et du carburant en général. Je voulais donc faire valoir que chacun de ces éléments a sa propre chaîne d'approvisionnement.

● (0925)

Pour maintenir la raffinerie comme un élément distinct, il faut être tout à fait certain que la chaîne d'approvisionnement est maintenue correctement, tant en amont qu'en aval. Dans le but d'évaluer la chaîne d'approvisionnement, en plus de réaliser une analyse au cas par cas, je recommande fortement de faire une simulation de cette chaîne d'approvisionnement, ce qui permettra de voir les paramètres et de peser les scénarios hypothétiques. Par exemple, si nous contribuons à 80 p. 100 dans la voiture électrique, que se passera-t-il en amont? Que se passera-t-il si nous le faisons à 90 p. 100? Quels résultats obtiendrons-nous? Voilà l'un des aspects sur lesquels j'ai essayé de mettre l'accent.

Enfin, pour ce qui est de la raffinerie elle-même, comme je l'ai mentionné, il y a l'aspect dynamique et adaptatif. La raffinerie inclut de nombreux procédés. L'un d'entre eux est physique, thermique et catalytique, c'est-à-dire chimique. Cela veut dire que nous pouvons en fait adapter, modifier et améliorer le procédé de raffinage.

Mon dernier commentaire pour ce qui est des améliorations porte sur l'intégrité. Beaucoup d'exigences d'intégrité doivent être maintenues en ce qui concerne l'intégrité physique et mécanique. Ensuite, des modifications peuvent être réalisées pour économiser de l'énergie. Il est en fait possible d'augmenter de 20 p. 100 les économies d'énergie d'une raffinerie. C'est un bon facteur et un facteur important. En ce qui a trait à la recherche, nous avons atteint une augmentation semblable de 20 p. 100 en matière d'énergie, sans oublier la sécurité et l'environnement.

Voilà un résumé de ma discussion.

Merci beaucoup. Je répondrai avec plaisir à vos questions.

Le président: Merci beaucoup de votre exposé, monsieur Gabbar.

Passons maintenant aux questions et aux commentaires. Avant tout, j'aimerais accueillir au comité deux nouveaux visages : Joe Daniel et Royal Galipeau. Bienvenue au comité.

Passons maintenant directement aux questions. Monsieur Calkins, vous avez sept minutes.

M. Blaine Calkins (Wetaskiwin, PCC): Merci, monsieur le président. J'espère que ma voix tiendra le coup sept minutes.

Merci, monsieur Corey, de revenir témoigner devant le comité. Vous vous souvenez sûrement de la question que je vous ai posée un peu plus tôt; j'aimerais vous poser de nouveau la même question aujourd'hui, dans la mesure où quelques personnes additionnelles y prêtent attention.

Des Canadiens ayant d'autres points de vue clament que nous devrions raffiner et valoriser davantage de produits ici au Canada, au lieu d'exporter du bitume ou des produits bruts. C'est un élément qui me touche vraiment beaucoup en tant que député albertain.

J'ai remarqué dans votre document qu'au Canada, particulièrement dans l'Est canadien, nous importons du pétrole brut, mais vous n'y mentionnez pas que nous importons des produits raffinés. Est-ce juste et raisonnable de présumer que le Canada devrait uniquement être capable d'exporter des produits raffinés, alors que c'est parfaitement correct pour le Canada d'importer du pétrole brut? On dirait qu'il y a ici deux poids, deux mesures.

Monsieur Corey, pourriez-vous nous expliquer pourquoi le marché choisit de ne pas valoriser ou de ne pas raffiner plus de produits au Canada, particulièrement en ce qui concerne les sites à proximité du point d'extraction en Alberta?

M. Mark Corey: Merci.

Monsieur le président, de nombreuses raisons l'expliquent. La politique du gouvernement du Canada est de mettre l'accent sur une approche fondée sur le marché; nous avons maintenu cette approche depuis les années 1980. De nombreux facteurs expliquent pourquoi un produit est valorisé ou ne l'est pas au Canada.

Il faut mettre un élément en perspective; le Canada consomme environ 1,8 million de barils de pétrole par jour. En faisant le calcul, on obtient une consommation annuelle d'environ 650 millions de barils. Nos réserves de pétrole brut sont évaluées à environ 174 milliards de barils, dont 170 milliards en sables bitumineux. Cela pourrait augmenter jusqu'à 300 milliards de barils, grâce aux avancées technologiques qui rendront l'activité plus rentable. Nous avons des réserves importantes. La plupart des gens ne sont pas conscients de l'ampleur des réserves de sables bitumineux. Nous en exporterons. Nous avons plus de pétrole que nous en aurons besoin au Canada pour les deux ou trois prochains siècles.

Pour ce qui est de l'endroit où c'est valorisé ou raffiné, cela dépend de nombreux facteurs. Comme nous l'avons dit, l'un de ces facteurs est le coût en capital. Comme Peter l'a mentionné, il en coûte de 7 à 10 milliards de dollars pour construire une nouvelle raffinerie; une usine de traitement de pétrole brut coûtera même plus cher, et c'est du pétrole brut.

J'ai entendu une autre analogie; dire que nous ne devrions pas exporter de bitume dilué équivaldrait à dire que nous ne devrions pas exporter de blé et que nous devrions seulement exporter des produits de boulangerie. Je crois que c'était l'une des analogies qui étaient utilisées. En fait, le bitume dilué est un produit d'exportation très rentable.

Un autre facteur est la contamination. Si vous avez des oléoducs, c'est en fait parfois plus rentable et plus facile d'exporter du pétrole brut que différents produits raffinés, comme nous l'avons mentionné.

La saisonnalité et les normes en matière de carburants sont d'autres raisons qui expliquent pourquoi l'essence, en particulier, est souvent raffinée à proximité des marchés.

Voilà certains facteurs qui expliquent la situation. L'Alberta — je me dois de préciser encore une fois que les provinces sont chargées de la ressource — a pour objectif de valoriser les deux tiers des sables bitumineux d'ici 2020. En tant que province, elle en fait vraiment beaucoup la promotion, mais en fin de compte c'est le marché qui dicte réellement la donne. Selon moi, on peut voir la situation et se dire que nous avons une capacité de raffinage excédentaire, étant donné que nos raffineries opèrent à environ 80 ou 83 p. 100 de leur capacité et que l'idéal serait d'opérer à environ 93 p. 100, mais cette capacité de raffinage excédentaire rend la tâche plus difficile de justifier la construction de nouvelles raffineries au Canada.

Cette situation s'applique aussi un peu à la valorisation. Certaines raffineries servent à valoriser le pétrole brut lourd. Comme Peter l'a souligné, la valorisation se fait souvent sur la côte du golfe du Mexique. En gros, le marché décide qu'une grande partie devrait être exportée et valorisée à cet endroit, et c'est probablement pourquoi le marché agit ainsi.

• (0930)

M. Blaine Calkins: Je vais passer à M. Boag.

Merci de votre présence et de votre exposé. Merci d'avoir précisé la différence entre une usine de valorisation et une véritable raffinerie. Cela nous donne la gamme complète des produits. Cet aspect est souvent empreint de confusion.

M. Corey vient de dire que le bitume valorisé, ou le pétrole brut synthétique, est en fait un produit d'exportation très rentable. Dans ma circonscription, nous avons les procédés intermédiaires pour le gaz naturel en vue de produire le diluant, qui est ensuite expédié par canalisation à Fort McMurray, où il est alors mélangé au bitume, ce qui permet de l'acheminer par oléoduc aux usines de valorisation de Fort Saskatchewan. Cette situation crée des emplois dans ma région, et nous sommes à un millier de milles des sables bitumineux.

M. Corey affirme que nos raffineries n'opèrent pas à plein rendement; monsieur Boag, si nos raffineries fonctionnaient à plein rendement, quel impact ce changement aurait-il sur le prix à la pompe?

M. Peter Boag: Je crois que de nombreux facteurs influent sur le prix. Je tiens à vous rappeler qu'environ 80 p. 100 du prix à la pompe correspond au prix du pétrole brut et aux taxes. Nous parlons donc ici d'un montant relativement très faible. En examinant les tendances des 15 ou 20 années dernières, on remarque que les marges du raffineur augmentent, si la capacité augmente, et que les marges diminuent, si la capacité diminue. Cependant, l'écart réel est pratiquement négligeable.

M. Blaine Calkins: Monsieur le président, j'ai une dernière question. Je crois qu'il serait plus approprié de la poser à l'Association canadienne de pipelines d'énergie. J'espère que ses représentants auront l'occasion de témoigner devant le comité.

Deux ou trois d'entre vous ont parlé avec beaucoup d'éloquence de ce qui se passerait si nous essayions de valoriser ou de raffiner davantage de pétrole au Canada et de l'impact sur le transport, notamment en ce qui a trait à la contamination. Bref, nous avons beaucoup de canalisations à vocation unique qui sont destinées aux marchés extérieurs. Si on essaye de les utiliser à d'autres fins ou pour exporter d'autres produits...

Les oléoducs sont-ils généralement construits pour transporter un produit précis? Sont-ils conçus pour acheminer une gamme complète de produits? Quels sont les coûts? Par exemple, à combien l'augmentation des coûts se chiffrerait-elle, si nous essayions de transporter par un oléoduc qui s'étend sur des milliers de kilomètres du bitume pendant deux ou trois jours, du carburant diesel pendant deux ou trois autres jours et du carburant aviation pendant deux ou trois autres jours?

• (0935)

M. Peter Boag: Je ne peux pas vous parler de tous les détails nécessaires; je ne suis pas un spécialiste en la matière. Je tiens d'abord à préciser que nous avons deux types d'oléoducs au Canada. Les oléoducs qui transportent du pétrole brut sont différents de ceux qui transportent des produits finis. Nous ne mélangeons pas le pétrole brut et les produits finis dans les mêmes oléoducs.

Nous avons un certain nombre d'oléoducs, particulièrement dans l'Est canadien, qui acheminent les produits finis des raffineries aux grands centres. Les produits qui sont ainsi expédiés varient d'un jour à l'autre, en fonction de la demande et du fonctionnement de l'horaire de l'oléoduc. On ne peut pas expédier de l'essence et du carburant diesel en même temps; il faut d'abord envoyer l'essence, puis le carburant diesel.

C'est évident que les coûts augmentent en fonction de la distance à parcourir. Je crois que cela revient à la discussion principale de ce matin. Les raffineries sont généralement situées à proximité des marchés, en raison des coûts et de l'inefficacité du transport d'un produit fini sur une longue distance.

Pour ce qui est des coûts, je ne sais pas précisément à quel point ils varieraient.

Le président: Merci, monsieur Calkins.

Monsieur Gravelle, vous avez sept minutes. Allez-y, s'il vous plaît.

M. Claude Gravelle (Nickel Belt, NPD): Merci, monsieur le président.

Merci à tous les témoins de leur présence ici ce matin.

Ma question s'adresse au sous-ministre adjoint. J'aimerais faire allusion à une récente entrevue de la CBC. Le premier ministre a reconnu l'existence de l'enjeu de l'insécurité énergétique au Canada. Il l'a affirmé dans le cadre d'une entrevue qu'il a accordée à Peter Mansbridge, si je n'abuse.

Je vous cite ce qu'il a dit: « ... dans une certaine mesure... cela semble étrange... que l'Ouest canadien exporte du pétrole aux États-Unis ou au Japon, tandis qu'une grande partie du Canada n'a pas de pétrole canadien... et je crois qu'il y a des gens dans le marché qui souhaitent prendre des mesures au sujet de cette sensibilité ou de cette insécurité. »

Pourriez-vous nous parler de l'enjeu d'insécurité au Canada et de ce à quoi le premier ministre faisait peut-être allusion en ce qui concerne ce qui se passe sur le marché à ce sujet? Votre ministère a-t-il examiné l'enjeu d'insécurité?

M. Mark Corey: Merci, monsieur le président.

Je crois qu'on peut y répondre de deux façons. Selon moi, le premier ministre faisait allusion au fait que la production de pétrole augmente dans l'Ouest canadien et qu'on risque de voir le marché y réagir. En fait, c'est déjà le cas.

La canalisation 9, un oléoduc d'Enbridge qui relie Sarnia à Montréal, a originalement été construite pour relier Sarnia Ouest à Montréal Est de façon à exporter du pétrole brut de l'Ouest canadien vers le marché montréalais. Dans les années 1990, pour des raisons économiques, la canalisation a été inversée. Elle transportait du pétrole brut jusqu'à Sarnia.

Par exemple, nous constatons maintenant qu'Enbridge s'applique à inverser la canalisation 9 jusqu'à Nanticoke, qui se situe tout juste à l'ouest de Toronto. Encore une fois, l'idée est d'exporter dans le marché ontarien du pétrole brut de l'Ouest canadien, précisément pour la raffinerie de Nanticoke. Dans les médias, on s'est demandé si la canalisation ne serait pas un jour inversée jusqu'à Montréal, mais cette décision revient à l'entreprise.

Vous constaterez donc probablement certaines modifications. De plus, le Canada est une nation commerçante à l'échelle internationale. Nous cherchons également à combler les besoins énergétiques sur la scène internationale. Voilà pourquoi le Canada est membre de l'Agence internationale de l'énergie; il s'agit d'un regroupement de pays producteurs et consommateurs, mais plus particulièrement de pays consommateurs. Ces pays se sont regroupés. Nous surveillons très étroitement les marchés. Nous avons des mécanismes qui nous permettent de réagir en tant que groupe, si des problèmes surviennent du côté de la production. Nous comptons également sur l'approche collective pour ce qui est de la sécurité énergétique

sur la scène internationale par l'entremise de l'Agence internationale de l'énergie.

Je dirais donc que ce sont probablement ces deux éléments qui entrent en jeu.

M. Claude Gravelle: Merci.

Ma deuxième question s'adresse également à vous, monsieur le sous-ministre adjoint.

Lors de sa présence devant le comité dans le cadre de l'examen du budget des dépenses, le ministre a dit que la construction d'une nouvelle raffinerie coûterait de 7 à 16 milliards de dollars. Pourriez-vous nous détailler les divers coûts associés à une raffinerie? Comparativement à un oléoduc, qu'en est-il de la production économique à vie d'une nouvelle raffinerie et des recettes de l'État?

● (0940)

M. Mark Corey: Monsieur le président, j'aimerais plutôt laisser Peter répondre à la question et nous parler en détail des coûts associés à une raffinerie, étant donné qu'il s'agit bel et bien d'un aspect concernant le secteur privé et que c'est son domaine.

Le président: Monsieur Boag, allez-y.

M. Peter Boag: La construction d'une raffinerie est certainement une entreprise capitalistique. On parle ici d'investissements de l'ordre d'au moins 7 milliards de dollars pour en construire une nouvelle. Dans notre exposé, nous avons parlé des investissements de capitaux qui ont été nécessaires au cours des 30 dernières années au Canada pour maintenir la rentabilité et la compétitivité du secteur du raffinage. Il est question ici actuellement d'environ 40 milliards de dollars par année. Il faut investir environ 3 milliards par année pour maintenir notre niveau de compétitivité.

Le président: D'accord. Allez-y.

M. Carol Montreuil (vice-président, Institut canadien des produits pétroliers): À titre de complément d'information, il faut attendre au moins 40 ans après la construction d'une raffinerie pour obtenir un rendement du capital investi sur une longue période. Un économiste vous dirait que, dans l'ensemble, on parle d'un rendement de l'ordre de 8 à 10 p. 100. On peut s'attendre à générer un rendement moyen de 10 p. 100 sur une longue période. Étant donné la nature capitalistique de l'entreprise, il faut y penser à deux fois avant de dépenser une telle somme.

M. Claude Gravelle: Très bien. Voici maintenant la deuxième partie de ma question, qui s'adresse au gouvernement. Pouvez-vous nous dire combien rapporte une raffinerie au gouvernement, comparativement à un pipeline?

M. Mark Corey: Monsieur le président, nous devons vous faire parvenir ces renseignements plus tard. Sachez que, sur le plan global, selon un récent rapport du Conference Board, l'industrie du raffinage a contribué, en 2009, 2,5 milliards de dollars à l'économie et a employé directement 17 500 travailleurs. Dans l'ensemble, c'est une partie importante de l'économie. Nous vous transmettrons plus tard les chiffres précis.

M. Claude Gravelle: Pouvez-vous nous fournir, maintenant ou plus tard, les pourcentages de propriété canadienne et étrangère dans le secteur des sables bitumineux, c'est-à-dire l'investissement en dollars et en pourcentage par pays et par entreprise?

Par ailleurs, quel est le niveau de participation actuel de la Chine dans le secteur des sables bitumineux? Si vous n'avez pas ces données à portée de main, pouvez-vous nous les faire parvenir plus tard?

M. Mark Corey: Monsieur le président, je crois que nous voudrions probablement vous faire parvenir les détails à une date ultérieure. Ce serait une réponse très longue et très détaillée parce qu'il existe un grand nombre de projets. Plus précisément, comme vous venez de le mentionner, on a assisté à d'importants investissements chinois dans le secteur des sables bitumineux au cours des dernières années. Il faudra que nous vous revenions là-dessus. Je répète que cette question exige une réponse très longue et très détaillée.

Le président: Merci. Nous attendrons donc ces données.

Allez-y.

M. Claude Gravelle: Monsieur Boag, pouvez-vous nous aider à comprendre ce que rapporte un baril de sables bitumineux à chacun des intervenants?

Disons qu'un baril de pétrole coûte 100 \$. Qui obtient quoi? Bref, comment cet argent est-il réparti entre le gouvernement fédéral, les gouvernements provinciaux, les administrations municipales, les sociétés de valorisation, les sociétés de pipeline et les raffineries. Pouvez-vous nous fournir cette information dans le contexte d'un baril de pétrole de 100 \$?

M. Peter Boag: Non, je ne suis pas en mesure de le faire. En fait, je me spécialise tout particulièrement dans le secteur du raffinage. Si vous voulez obtenir ce genre d'information détaillée concernant les sables bitumineux, les taux de redevances, etc., je ne suis pas la personne la mieux placée pour répondre à ces questions. Je vous propose de vous adresser à peut-être M. Corey, ou encore à un représentant d'une association homologue, comme l'Association des producteurs de pétrole du Canada.

Le président: Monsieur Corey, pouvez-vous — vous ou un de vos collègues qui vous accompagnent — nous fournir de l'information à ce sujet maintenant?

M. Mark Corey: Tout à fait. Nous publions régulièrement un rapport, intitulé *Info-Carburant*, qui fait un suivi du prix de l'essence et des diverses composantes. Par exemple, en 2011, selon les chiffres dont je dispose, le prix moyen s'élevait à 1,24 \$ le litre, réparti comme suit: 63,8 ¢ pour le pétrole brut, 23,5 ¢ pour les coûts de raffinage et de marketing, 15,7 ¢ pour la taxe fédérale — taxe d'accise et TPS — et 21 ¢ pour les taxes provinciales. C'est à peu près tout. Nous pourrions fournir au comité plus de détails sur le coût du carburant et des composantes.

• (0945)

Le président: La question portait sur le baril de pétrole, mais l'information que vous venez de donner est tout aussi utile, j'en suis sûr.

M. Claude Gravelle: Peut-il transmettre au comité l'information demandée?

Le président: Pourriez-vous nous faire parvenir les données relatives à la ventilation du prix d'un baril de pétrole?

M. Mark Corey: C'est plus complexe à déterminer parce qu'on obtient différents produits à partir d'un baril de pétrole, mais nous verrons ce que nous pouvons faire pour vous fournir cette information supplémentaire, monsieur le président.

[Français]

Le président: Merci, monsieur Gravelle.

[Traduction]

Nous passons maintenant à M. McGuinty, pour un maximum de sept minutes. On vous écoute.

M. David McGuinty (Ottawa-Sud, Lib.): Merci, monsieur le président.

Messieurs, je veux m'attarder sur une initiative que préconise la première ministre Redford en Alberta depuis environ 90 jours ou un peu plus, à savoir une stratégie énergétique nationale. Je crois qu'elle soulève des questions très importantes en ce qui concerne l'avenir du secteur énergétique au pays.

J'aimerais savoir ce que vous en pensez parce que notre étude porte sur l'état actuel et futur des oléoducs et des gazoducs et la capacité de raffinage au Canada. J'ignore comment on peut éviter la question d'une approche nationale plus uniforme en matière d'énergie.

Je ne m'étendrai pas sur des questions comme l'énergie nucléaire ou l'énergie renouvelable. Le gouvernement est constamment confronté à des choix.

Monsieur Corey, vous revenez sans cesse à la notion de « marché libre », comme s'il n'y avait aucune entrave au marché libre de l'énergie au Canada. On n'a qu'à lire la Loi de l'impôt sur le revenu pour se rendre compte qu'il existe des obstacles au marché libre de l'énergie, tout comme à toute autre activité du marché libre au pays.

Les gouvernements font des choix. Par exemple, le gouvernement fédéral promet des garanties de prêt pour l'exploitation de ressources hydroélectriques dans l'Est du Canada. Le gouvernement fédéral a refusé de faire sa part en ce qui concerne l'énergie renouvelable en Ontario. Ce sont là des choix qui relèvent du gouvernement. Cela entrave un marché.

Puis-je d'abord obtenir votre avis général, messieurs Corey et Boag? Devons-nous travailler de manière uniforme, à l'échelle nationale, pour déterminer où nous en sommes avec l'énergie et vers où nous nous dirigeons avec ce secteur, en collaboration avec les provinces? Parce que ce n'est pas seulement la première ministre Redford qui préconise une telle approche. Il y a maintenant un assez grand nombre de PDG d'entreprises d'énergies fossiles qui disent vouloir plus de certitude et de clarté.

Monsieur Boag, on peut peut-être commencer par vous.

M. Peter Boag: Merci pour la question.

La réponse est sans équivoque oui. C'est sûr qu'une ligne directrice ou un cadre d'ordre général sur la vision future du Canada dans le domaine de l'énergie — et non seulement sur le plan de la production d'énergie, mais aussi sur le plan de l'utilisation et de la consommation d'énergie — serait, selon moi, fort utile pour le Canada dans l'avenir. L'énergie est un élément extrêmement important pour notre pays et notre économie. Non seulement le Canada est un des plus gros consommateurs d'énergie par habitant, mais il est aussi un grand producteur d'énergie. Cela comprend toutes les formes d'énergie. Je ne parle pas seulement des combustibles fossiles.

Bref, je suis en faveur d'une vision commune sur l'orientation future de notre pays dans le domaine de l'énergie, sans oublier toutefois que le Canada, en tant que fédération, doit tenir compte de questions de compétence et qu'il y a des rôles pour le palier fédéral et le palier provincial. Il ne s'agit pas de s'ingérer dans les affaires des provinces ou du gouvernement fédéral. Mais une chose est claire: il sera très utile d'avoir une compréhension commune, une vision commune et un dialogue sur l'énergie dans une langue commune. C'est quelque chose que mes collègues et moi préconisons depuis un certain temps dans la chaîne de valeur du pétrole et du gaz.

Il y a quelques années, nous avons lancé l'Initiative de cadre énergétique, qui souligne essentiellement le besoin d'établir un « cadre » plus clair pour l'énergie au Canada — et nous avons opté pour le mot « cadre » plutôt que « stratégie ». Je ne chercherai pas à cerner les nuances sémantiques entre ces deux termes, mais il serait manifestement très utile d'avoir un certain degré de clarté et de vision commune sur ce qui est dans l'intérêt national du Canada dans le secteur énergétique. Ce serait une mesure très importante pour orienter non seulement les politiques, mais aussi les décisions en matière d'investissement. Grâce à une vision commune, nous saurons avec une certaine certitude quel rôle jouera l'énergie dans notre économie et comment nous pourrions maximiser la valeur pour tous les Canadiens à l'échelle nationale.

Le président: Monsieur Corey.

M. Mark Corey: Monsieur le président, c'est une très bonne question.

Selon nous, tous les ordres de gouvernement ont un rôle crucial à jouer dans l'élaboration de politiques en matière d'énergie pour le pays. En fait, l'été dernier, en juillet, à Kananaskis, les ministres fédéraux, provinciaux et territoriaux ont convenu d'étudier ensemble un certain nombre de ces questions. Ils en sont arrivés à la conclusion que nous avons besoin d'une approche pancanadienne en matière d'énergie qui respecte la compétence provinciale, puisque les ressources relèvent des provinces, tout en reconnaissant que tous les paliers, comme vous l'avez dit, ont un rôle important à jouer.

Ils ont ensuite établi un certain nombre de priorités que les trois ordres de gouvernement travaillent actuellement à mettre en oeuvre. Ces priorités sont: la réforme de la réglementation; l'efficacité énergétique; l'information et la sensibilisation concernant l'énergie; les marchés; le commerce international; la technologie de réseau électrique intelligent; et la fiabilité de l'offre d'électricité.

Ce qu'il y a de différent dans cette initiative, c'est qu'elle reconnaît la nécessité d'examiner les deux aspects de la question: l'offre et la demande. Voilà qui est bien encourageant parce que, trop souvent, la politique énergétique se concentre seulement sur l'offre. Alors, cette mesure tient compte de la demande d'énergie dans son ensemble et de l'infrastructure énergétique, ce qui favorise une collaboration avec les provinces et les territoires pour examiner des questions comme les codes du bâtiment, les normes de construction et l'efficacité des systèmes de transport. On se penche non seulement sur des facteurs sur le plan de l'offre, mais aussi sur des facteurs sur le plan de la demande qui sont essentiels à une consommation plus efficace de l'énergie. Il s'agit donc d'une approche équilibrée.

Nous y reviendrons à la prochaine réunion fédérale-provinciale-territoriale qui aura lieu à Charlottetown, en septembre. On fera alors le bilan de la situation. C'est à ce moment-là que les ministres détermineront la prochaine étape à suivre.

• (0950)

M. David McGuinty: Monsieur Corey, je suis heureux que vous ayez mentionné la réunion de Kananaskis. Je l'ai suivie de près et j'ai été très encouragé de voir la tenue d'une réunion fédérale-provinciale qui portait particulièrement sur l'énergie, mais il y a une chose qui m'a déçu — et cela m'amène à ma prochaine question: est-ce possible d'avoir une politique, une stratégie ou un cadre en matière d'énergie au Canada, une sorte d'approche uniforme, sans qu'on tienne compte des gaz à effet de serre?

Dans tous les exposés que nous avons entendus ce matin, personne n'a utilisé les mots « gaz à effet de serre ». Le ministre de l'Énergie de l'Alberta a dit, dans une entrevue accordée après la réunion de Kananaskis, que ce n'était pas l'endroit pour parler des

gaz à effet de serre. Voilà qui est difficile à comprendre pour la plupart des Canadiens, sachant que 86 p. 100 des gaz à effet de serre au Canada proviennent de l'excavation, de la transformation et de la consommation de combustibles fossiles.

S'il est vrai que nous aspirons à une stratégie énergétique nationale et que nous prenons des mesures à cette fin, seriez-vous d'accord, messieurs Corey et Boag, pour dire que, dans la liste d'éléments que vous avez mentionnés, monsieur Corey, pour assurer la collaboration fédérale-provinciale, une des trois principales questions devrait être celle de savoir comment le gouvernement va s'y prendre pour honorer son engagement de réduire les émissions de 17 p. 100 par rapport aux niveaux de 2006 au cours des huit prochaines années, soit d'ici 2020?

Pouvez-vous commencer, monsieur Boag?

Le président: Je vous prierais de répondre très brièvement. Le temps de parole de M. McGuinty est écoulé.

M. Peter Boag: Là encore, je répondrai oui, absolument. Quand on parle d'une stratégie énergétique, il faut tenir compte des effets de la consommation et de la production d'énergie sur l'environnement.

Si je reviens au travail que mes collègues de la chaîne de valeur du pétrole et du gaz et moi avons réalisé dans le contexte de l'Initiative de cadre énergétique, le tout reposait sur le développement durable — selon la vraie définition de l'expression, la définition classique formulée par la commission Brundtland —, c'est-à-dire la durabilité économique, sociale et environnementale. À mon avis, on ne peut pas avoir une stratégie énergétique qui ne traite pas des aspects environnementaux de la consommation et de la production d'énergie.

Le président: Qu'en pensez-vous, monsieur Corey?

M. Mark Corey: Monsieur le président, comme je l'ai dit, le gouvernement a un objectif: une réduction de 17 p. 100 d'ici 2020, par rapport aux niveaux de 2005. C'est, bien entendu, Environnement Canada qui dirige la stratégie proprement dite.

Plusieurs événements se sont produits. Le but principal est d'harmoniser nos politiques avec celles des États-Unis parce que nous avons une relation commerciale très étroite avec ce pays. Ainsi, on a examiné les émissions des véhicules légers et lourds. Les Américains envisagent maintenant la production d'électricité à partir du charbon.

Au Canada, nous avons un réseau d'électricité très écologique; 75 p. 100 de notre électricité vient de sources qui n'émettent pas de gaz à effet de serre, c'est-à-dire principalement l'hydroélectricité et l'énergie nucléaire. Aux États-Unis, il s'agit surtout de centrales au charbon. Par conséquent, notre collaboration avec les États-Unis pour réduire ces émissions aura un plus grand impact sur les gaz à effet de serre que la plupart des autres mesures.

Là où nous pouvons réellement influencer sur la réduction des gaz à effet de serre, c'est la demande. Nous avons récemment renouvelé notre série de programmes d'efficacité énergétique. Dans le cadre de notre évaluation des anciens programmes, nous avons examiné combien de tonnes de gaz à effet de serre les diverses initiatives avaient permis de réduire; nous nous penchons sur la même question pour la nouvelle série de programmes. C'est un facteur important, particulièrement quand on examine les programmes sur le plan de la demande.

• (0955)

Le président: Merci, monsieur McGuinty, et merci, messieurs, pour vos réponses.

Nous passons maintenant à M. Anderson. Vous avez sept minutes.

M. David Anderson (Cypress Hills—Grasslands, PCC): Monsieur le président, je devrais peut-être faire une observation plus personnelle. J'espère que cela reflétera la politique du gouvernement.

Il va de soi que le gouvernement a un rôle à jouer dans l'énergie et dans les relations fédérales-provinciales, mais le marché semble fonctionner assez bien au Canada depuis les années 1980. La plupart des provinces, des régions et des secteurs sont bien desservis. La dernière fois que le gouvernement s'est ingéré de manière excessive dans le secteur énergétique, il a pratiquement détruit l'industrie au complet, voire notre pays. Alors, nous devons être conscients de ce fait.

Vous avez parlé de sémantique ce matin, mais il est évident que les gens emploient les mots « politique énergétique nationale » ou « programme énergétique national », comme M. McGuinty l'a mentionné, pour une raison. Ceux qui, comme moi, viennent de l'Ouest canadien sont toujours sensibles à cette question, et il ne faut pas oublier que nous sommes loin d'être tirés d'affaire.

J'aimerais m'attarder un peu sur la capacité de raffinage au Canada. Vous avez parlé des méga-raffineries que l'on construit ailleurs dans le monde. J'aimerais que vous nous disiez ce qui se passe quand une de nos raffineries ferme ses portes. Nous n'en avons que neuf pour le moment. Il semble y avoir une consolidation, mais l'été dernier, dans l'Ouest canadien, nous avons connu quelques difficultés avec l'approvisionnement en diesel et en pétrole. J'aimerais qu'on en parle un peu. Il ne nous reste que 15 ou 18 raffineries, alors cette industrie est-elle déjà trop consolidée au Canada? Nous sommes mal pris dès qu'il y a un problème dans une de ces raffineries.

M. Peter Boag: Je dirais que non. Je pense que les efforts de consolidation et les gains en efficacité ont joué un grand rôle dans le maintien d'un secteur du raffinage durable et concurrentiel au Canada.

Oui, l'entreposage du diesel nous a posé quelques problèmes pendant la dernière année. Dans l'Ouest canadien, le marché du diesel est très serré en ce moment; toutefois, la situation va s'améliorer au cours des prochaines années, grâce aux nouvelles usines de valorisation qu'on prévoit construire au Canada. On y produira du distillat ou du diesel. Grâce aux nouvelles usines de valorisation, je pense que la capacité d'expansion dans l'Ouest canadien est de l'ordre de 200 000 à 300 000 barils de diesel par jour qui seront offerts sur le marché en Alberta.

Je pense que la situation actuelle est temporaire, et cela se traduit par le fait que lorsqu'on construit une raffinerie, c'est en fonction d'une certaine demande de diesel et d'essence. Traditionnellement, nous construisons nos raffineries pour produire de l'essence plutôt que du diesel. À mesure que le marché évolue, on peut s'efforcer de transformer ce pourcentage d'essence en diesel, mais la quantité est limitée.

Le marché évolue, et c'est évidemment en raison du développement industriel, surtout dans le secteur pétrolier et gazier, en Alberta. La demande de diesel n'a jamais été aussi élevée, ce qui provoque un certain resserrement local du marché, mais il va s'assouplir avec le temps, lorsque les nouvelles usines de valorisation seront construites et qu'elles produiront du diesel en plus du pétrole synthétique.

M. David Anderson: Vous avez mentionné plus tôt — et vous le mentionnez maintenant — qu'on allait augmenter et améliorer la capacité dans l'Ouest canadien. Ce que j'aimerais savoir, c'est quel pourcentage d'asphalte peut-on s'attendre à valoriser dans l'Ouest

canadien? Quel pourcentage sera transformé en produit final? Choisissez la période que vous désirez, mais dans 10 ou 20 ans, savez-vous...

M. Peter Boag: Encore une fois, je n'ai pas ces données sous la main, et je dois certainement en parler avec mes collègues qui travaillent en amont, afin de mieux connaître les taux précis de production d'asphalte au cours des prochaines années et la capacité réelle de certaines de ces usines de valorisation.

Je pense que M. Corey a mentionné que l'objectif de l'Alberta était de valoriser les deux tiers de son asphalte.

Mark, pourriez-vous me rappeler l'échéancier que vous avez mentionné?

M. Mark Corey: L'objectif de l'Alberta est de valoriser les deux tiers d'ici 2020. Juste pour vous donner une idée des chiffres en jeu, nous avons sept usines de valorisation en ce moment. Nous estimons que nous aurons besoin de quatre autres usines pour satisfaire à cette exigence. Il s'agit d'une approximation.

M. David Anderson: Savez-vous quel pourcentage sera utilisé dans l'Ouest canadien et quel pourcentage sera exporté?

M. Mark Corey: Je n'en suis pas sûr, mais nous pourrions vérifier et trouver des données à ce sujet. Je ne les ai pas avec moi aujourd'hui.

M. David Anderson: D'accord.

J'ai une autre question. J'aimerais savoir quel pourcentage de nos produits pétroliers est transformé en produits manufacturés, en plastique, etc. Savez-vous ce que nous raffinons? Nous connaissons la ventilation de tous les combustibles, mais j'aimerais savoir s'il s'agit d'un pourcentage important en ce qui concerne certains de ces autres produits.

M. Peter Boag: Je n'ai pas les dernières données sous la main, mais en ce qui concerne la production des raffineries en général au Canada, un pourcentage relativement faible de nos produits raffinés est destiné à l'industrie pétrochimique. La grande majorité est transformée en combustible, c'est-à-dire probablement 90 à 95 p. 100, alors qu'environ moins de 10 p. 100, peut-être même 5 p. 100, est destiné à l'industrie pétrochimique.

● (1000)

M. David Anderson: Vous n'êtes peut-être pas la bonne personne à qui poser cette question, mais existe-t-il un potentiel, au Canada, pour développer davantage ce volet de notre industrie pétrolière?

M. Peter Boag: Encore une fois, il faudrait vous adresser aux gens de l'industrie pétrochimique. Je ne suis pas vraiment un spécialiste de ce secteur.

Le président: Merci, monsieur Anderson. Votre temps est écoulé.

Nous allons passer à M. Allen, qui a cinq minutes. Allez-y, s'il vous plaît.

M. Mike Allen (Tobique—Mactaquac, PCC): Merci beaucoup, monsieur le président. Je remercie les témoins d'être ici aujourd'hui.

J'aimerais revenir brièvement au commentaire de M. Anderson en ce qui concerne les usines de valorisation, et ensuite j'aimerais parler un peu du flux d'ouest en est, afin de le comprendre un peu plus.

Vous avez parlé de quatre nouvelles usines de valorisation, et si je comprends bien, chaque usine coûtera entre 7 et 10 milliards de dollars. Est-ce exact?

M. Mark Corey: Je crois que c'est environ 3 milliards de dollars chacune. Je pense que les 7 milliards de dollars concernaient en fait une raffinerie.

M. Mike Allen: D'accord. Vous parlez donc d'environ trois milliards de dollars.

Quel est le potentiel? Selon certaines estimations, l'Alberta a déjà besoin de 150 000 travailleurs de plus. Avons-nous la main-d'oeuvre nécessaire pour construire ces nouvelles usines de valorisation?

M. Mark Corey: Monsieur le président, encore une fois, je pense que l'Alberta s'est déjà retrouvée dans la même situation, il n'y a pas si longtemps. On déploie évidemment tous les efforts pour recruter la main-d'oeuvre nécessaire là-bas. La bonne nouvelle, c'est qu'on y génère de bons emplois bien rémunérés dans l'industrie des ressources, ce qui attire les travailleurs. Par exemple, des gens de partout au Canada travaillent dans les sables bitumineux.

Il est important de gérer cette pression, et il incombe à la province de le faire; les autorités provinciales s'efforcent donc de veiller à avoir une main-d'oeuvre possédant les compétences nécessaires, car on crée surtout des emplois spécialisés.

Il s'agit d'une bonne question, et je pense que la province s'en occupe.

M. Mike Allen: D'accord.

En ce qui concerne le transport du produit d'ouest en est, vous avez parlé d'inverser la canalisation 9 vers Montréal. Si vous vouliez transporter le produit jusqu'à la raffinerie Irving, par exemple, de quoi auriez-vous besoin? Auriez-vous besoin d'un nouvel oléoduc entre Montréal et le Nouveau-Brunswick, ou d'autre chose?

M. Mark Corey: En ce moment, nous avons les oléoducs qu'il nous faut jusqu'à Montréal. Encore une fois, la canalisation 9 de Montréal s'écoule d'est en ouest. Certaines personnes croient qu'Enbridge demandera qu'elle soit inversée. Aucune demande n'a encore été faite en ce sens. Je ne peux pas vraiment prédire si on acceptera de l'inverser; la décision sera prise en fonction du marché. Mais c'est possible; l'infrastructure nécessaire existe.

Encore une fois, à Montréal, je pense que c'est ce qu'on appelle des « barges »; essentiellement, on y transporte le pétrole brut en ce moment. On pourrait vraisemblablement... Je veux dire, en théorie, on pourrait s'installer ailleurs qu'à Montréal.

Il y a aussi l'oléoduc qui s'écoule de Portland jusqu'à Montréal. Je sais qu'on a entendu des hypothèses à ce sujet; je crois qu'on a même demandé, récemment, qu'il soit inversé. Il s'agit d'un oléoduc double de 300 000 barils par jour, donc d'une capacité de 600 000 barils par jour, ce qui relierait Montréal au littoral Est. À ce point, on pourrait... Je veux dire, encore une fois, c'est une théorie; vous me demandez quels oléoducs existent, et il y a celui-là. Portland est située sur le bord de l'eau; on pourrait aussi desservir la côte Est des États-Unis et la côte Est du Canada par bateau.

M. Mike Allen: Mais obtenons-nous, de cette façon, le meilleur prix possible pour chaque baril de pétrole brut que nous produisons? Si nous les exportons uniquement vers le marché américain, obtenons-nous le meilleur prix possible? Si nous exportons de toute façon, pourrions-nous obtenir un meilleur prix ailleurs?

M. Mark Corey: Le marché du pétrole est établi maintenant en fonction de deux prix: celui de la West Texas Intermediate, qui est en fait le prix affiché à Cushing, en Oklahoma, le carrefour de l'Amérique du Nord dans ce domaine, et ensuite celui de Brent, c'est-à-dire le prix de la mer du Nord, qui est aussi considéré, en quelque sorte, comme étant le prix mondial.

Une fois le pétrole sur la côte, on l'offre sur le marché international. Le marché s'ajuste donc une fois le pétrole arrivé sur la côte. La différence entre les deux prix a déjà atteint 25 \$ le baril. Je pense que c'est environ 10 \$...

Excusez-moi, est-ce 13 \$, aujourd'hui?

Une voix: Oui.

M. Mark Corey: Il est environ 13 \$ aujourd'hui. Récemment, il est descendu à 9 \$. Le prix fluctue.

La raison principale qui explique cette différence, c'est qu'il y a un goulot d'étranglement à Cushing — par exemple, de Cushing jusqu'à la côte du golfe. On peut apporter une grande quantité de pétrole brut à Cushing, mais on fait face à un petit goulot d'étranglement si on veut l'amener plus loin. Je répète seulement ce qu'on dit dans l'industrie, mais on pense qu'une fois ce goulot d'étranglement franchi et la ville traversée jusqu'à, par exemple, les raffineries de la côte du golfe, les deux prix s'alignent. Donc, si nous amenons le pétrole à la côte et qu'il entre sur le marché international, les deux prix correspondent un peu plus.

Une université de l'Alberta a récemment mené une étude — je pense qu'il s'agissait de l'Université de l'Alberta — qui révèle, essentiellement, que si vous vendez votre pétrole environ 13 \$ le baril de moins que le prix de Brent, et que vous multipliez cela par quelques millions de dollars par jour, c'est une belle somme que vous laissez filer entre vos doigts. C'est l'une des raisons pour lesquelles on s'efforce de vendre le pétrole canadien sur les marchés internationaux.

Je pense que notre ministre a été assez clair à ce sujet. Les États-Unis sont notre meilleur ami, notre plus grand partenaire commercial. Nous entretenons de très bonnes relations commerciales avec ce pays, mais d'un point de vue stratégique, il serait bon que nous diversifions notre marché, afin d'obtenir le meilleur prix possible pour notre pétrole brut.

M. Mike Allen: Merci.

● (1005)

Le président: Merci, monsieur Allen.

Nous allons maintenant passer à M. Stewart; vous avez cinq minutes. Allez-y.

M. Kennedy Stewart (Burnaby—Douglas, NPD): Merci beaucoup d'être ici aujourd'hui et de vos exposés.

J'ai déposé une motion concernant cette étude pour des raisons un peu égoïstes; ma circonscription, Burnaby—Douglas, constitue le centre pétrolier de la Colombie-Britannique. En effet, on y trouve la dernière raffinerie importante de la province. J'ai souvent parlé avec ses gestionnaires et ils m'ont confié que cette raffinerie pourrait très bien fermer, car on a beaucoup de difficultés à l'emporter sur la Chine dans les appels d'offres sur le pétrole brut qui vient de l'oléoduc de Kinder Morgan. Ils ont ajouté que si cet oléoduc était doublé, ils pourraient avoir encore plus de difficultés à soutenir la concurrence. Dans ma circonscription, on craint vraiment la fermeture de cette raffinerie.

Il y avait deux autres raffineries dans ma circonscription; elles sont maintenant fermées, et comme vous l'avez dit dans vos exposés, on ferme des raffineries partout au Canada.

Monsieur Corey, vous parlez de ces faits à la page 7 de votre exposé — c'est-à-dire qu'on comptait 44 raffineries dans les années 1960 et qu'il en reste seulement 15 aujourd'hui. Vous avez aussi dit que le Canada a maintenant une plus grande capacité de raffinage, mais selon votre graphique de la page 7 — le deuxième en bas —, cette déclaration ne me semble pas vraiment exacte. En effet, j'interprète le graphique de façon différente.

Notre capacité de raffinage est peut-être plus importante que dans les années 1960, mais notre capacité maximale, que nous avons atteinte à la fin des années 1970 et au début des années 1980, était de plus de 2 millions de barils par jour — environ 2,2 ou 2,3 millions. Toutefois, nous produisons maintenant moins de 2 millions de barils par jour. Cela m'indique que notre capacité a diminué depuis les années 1970, lorsqu'elle était à son maximum. Cela ne signifie pas que nous les remplaçons, c'est-à-dire que ces raffineries deviennent plus grosses et que leur nombre diminue, mais que notre capacité est en train de diminuer.

Cela m'inquiète énormément. Non seulement notre capacité et le nombre de raffineries diminuent, mais vous dites aussi que notre capacité est beaucoup moins grande. Nous fonctionnons à environ 85 p. 100, alors que nous avons déjà fonctionné à 90 p. 100. Cela m'indique que le raffinage est en déclin au Canada. Cela m'inquiète, car nous nous retrouvons presque dans la position absurde qui ferait de nous la seule superpuissance pétrolière qui devra peut-être un jour importer des produits du raffinage.

Je me demande si vous êtes d'accord avec la façon dont je vois les choses ou si vous prévoyez un résultat différent. Pourriez-vous nous donner votre avis sur l'avenir du raffinage au Canada?

Le président: Allez-y, monsieur Corey.

M. Mark Corey: Monsieur le président, encore une fois, le graphique montre que des années 1960 jusqu'à la fin des années 1970, nous augmentons nos activités. C'est alors que nous avons fait face à une hausse soudaine des prix. À partir de ce moment, les automobiles, les maisons et le Canada en général sont devenus plus efficaces; la demande a alors commencé à diminuer. Sur le plan de la capacité, oui, vous avez raison, le nombre de raffineries a diminué, mais leur capacité a augmenté, ce qui fait qu'elles deviennent plus importantes et plus efficaces.

Lorsqu'on parle de l'utilisation de la capacité, ce qui est important en ce moment, c'est qu'on aime qu'une raffinerie fonctionne à environ 95 p. 100 de sa capacité. Au Canada, l'année dernière, les raffineries fonctionnaient à 80 ou 83 p. 100 de leur capacité, ce qui signifie qu'elles auraient pu produire plus et qu'on aurait voulu qu'elles le fassent, mais que le marché nécessaire n'existait tout simplement pas.

Ce n'est pas vrai que le Canada commence tout juste à importer des produits raffinés de partout; en fait, nous sommes un pays exportateur net. En effet, nous raffinons plus que nous consommons. Les raffineries sont moins nombreuses, mais elles sont plus importantes et plus efficaces, afin de desservir le marché canadien; le même concept s'applique à un grand nombre d'autres industries.

• (1010)

M. Kennedy Stewart: Je sais qu'à Burnaby, nous importons des produits pétroliers raffinés des États-Unis, plus précisément de l'État de Washington. Nous importons une assez grande quantité de

combustible pour moteur à réaction, par exemple, par barge. Je suis sûr qu'on fait de même partout au Canada, où il y a un échange.

En ce qui concerne ces produits raffinés à courte distance, pourquoi ne pouvons-nous pas augmenter la quantité que nous raffinons, pourvu que la distance soit courte et que nous ne fassions pas l'objet de la contamination que vous avez mentionnée?

M. Peter Boag: Au bout du compte, je pense qu'il s'agit d'une question économique.

Plutôt que de produire une petite quantité de chacun des différents produits, il est plus logique, sur le plan économique, de s'efforcer de réaliser des économies d'échelle et d'en produire une grande quantité et de peut-être même en exporter une partie. En ce qui concerne ces autres produits, ceux dont vous pouvez produire de petites quantités, mais à un prix beaucoup plus élevé, il est plus logique de les importer.

On ne fonctionne pas de la même façon partout au Canada. Par contre, toutes nos raffineries exportent des produits. Nous nous retrouvons donc avec un mélange de produits; certains sont importés et d'autres sont exportés. L'objectif est de vraiment maximiser l'efficacité économique. Ce qu'il faut retenir, c'est qu'au bout du compte, nous sommes un pays exportateur net de produits raffinés qui fonctionne à environ 20 p. 100 de sa capacité dans le marché très concurrentiel de l'Amérique du Nord. À notre avis, c'est très positif pour le Canada.

Aujourd'hui, nous nous efforçons de savoir comment nous pouvons continuer à maintenir un secteur du raffinage durable et concurrentiel au Canada de façon à au moins conserver notre part du marché en Amérique du Nord, et sur une note plus positive, accroître notre part du marché si possible, en tenant compte des réalités économiques et concurrentielles.

Le président: Merci, monsieur Boag.

Merci, monsieur Stewart.

Nous allons maintenant passer à M. Daniel.

Bienvenue. Vous avez cinq minutes.

M. Joe Daniel (Don Valley-Est, PCC): Merci, monsieur le président.

Merci aux témoins.

J'ai quelques questions à poser à M. Gabbar, étant donné qu'on ne vous a pas posé de questions depuis le début.

Tout d'abord, il est agréable de vous entendre dire que vous travaillez à la recherche pour l'avenir et que vous contribuez à le façonner.

Ma question concerne votre modèle. Comment en prouvez-vous la justesse et comment vous assurez-vous qu'il ne vous dit pas seulement ce que vous voulez entendre?

M. Hossam Gabbar: Je vous remercie beaucoup de votre question.

Le modèle représente effectivement ce qui se passe en pratique. Premièrement, il modélise le puits. J'aimerais souligner les éléments que nous modélisons, c'est-à-dire le puits, les pipelines, le processus de raffinage, les torches et même les gaz à effet de serre émis dans l'environnement. Voilà les principaux éléments que nous modélisons. Lorsque je parle de « modéliser la raffinerie », je veux dire modéliser le processus de raffinage et le matériel qui l'assure.

En ce qui concerne la validation, nous avons élaboré pendant toutes les années que nous avons consacrées à ce domaine... Et j'ai passé presque 10 années au Japon à travailler avec toutes les compagnies pétrolières et gazières. Jusqu'à maintenant, j'ai aussi joué le rôle d'expert-conseil auprès des compagnies pétrolières et gazières du Moyen-Orient.

Donc, grâce aux compétences que nous avons acquises, nous avons conçu un mécanisme de validation du modèle reposant sur un lien établi avec une usine exploitée en temps réel. Cela signifie que nous élaborons nos modèles en nous appuyant sur les données réelles générées par l'usine. Nous les relient à ce que nous appelons une simulation en temps réel. En d'autres termes, pendant que l'usine tourne, nous procédons à notre simulation dans le cadre de laquelle je peux accélérer le rythme des activités. Ainsi, en quelques secondes, je peux constater, par exemple, les ingrédients qui se trouveront dans le pipeline dans une heure, les remous qui se produiront ou la vitesse de production à ce moment-là.

Par conséquent, le modèle est validé principalement en intégrant des données en temps réel. Ce lien ou cette intégration nous permet de réduire le nombre de paramètres erronés que comporte notre modèle. Ainsi, celui-ci sera ajusté en fonction de la simulation en temps réel.

Voilà, en gros, l'historique de notre modélisation.

M. Joe Daniel: Pour donner suite à ce que vous avez dit — il est clair que cette modélisation présente un grand intérêt et peut être d'une grande utilité —, pourriez-vous expliquer comment elle pourrait être utilisée pour élaborer une stratégie future en matière d'énergie?

M. Hossam Gabbar: Oui, bien entendu.

L'une des choses que je souhaiterais et qui, selon moi, serait très utile, ce serait d'être en mesure de modéliser toute la chaîne d'approvisionnement. Ainsi, nous pourrions simuler les scénarios mentionnés précédemment. J'ai pris grand plaisir à répondre à la plupart de vos questions qui, en fait, présentaient toutes des scénarios hypothétiques: Que se passerait-il si nous prolongions le pipeline ou si nous accroissions la production de la raffinerie ou celle d'un seul produit?

Ces scénarios représentent les principaux résultats que nous obtenons lorsque nous utilisons le modèle et les outils de simulation. Donc, ce que je propose et qui, à mon sens, pourrait être très profitable, c'est de créer un outil de modélisation et de simulation qui pourrait prévoir ce qui se passerait dans ces circonstances, soutenir en quelque sorte les décisions et servir à élaborer certaines politiques, pour ce qui est de déterminer les capacités maximales et minimales, etc. Un tel outil pourrait avoir une incidence spectaculaire sur la prise de décision et influencer sur la précision des décisions.

•(1015)

M. Joe Daniel: Bien.

Me reste-t-il encore du temps? Oui?

Selon les propos du reste d'entre vous, il est clair que nous ne sommes pas en train de construire de nouvelles raffineries et qu'en ce sens, nous ne sommes pas en train d'accroître notre capacité. Nous nous contentons de moderniser nos installations, même si nous dépensons beaucoup d'argent. Comment le Canada peut-il demeurer concurrentiel à l'échelle mondiale si nous ne construisons pas de nouvelles raffineries?

M. Peter Boag: À mon avis, pour demeurer concurrentiel, il faut que notre climat économique continue de favoriser les investissements dans notre infrastructure de raffinage. Il se peut qu'on

investisse dans les raffineries existantes pour continuer d'améliorer leur efficacité ou pour répondre au nombre croissant d'attentes en matière de rendement environnemental. Je pense qu'il est vraiment essentiel de s'assurer que notre environnement économique est propice au genre d'investissements qui sont requis pour maintenir cette compétitivité.

M. Joe Daniel: Je voulais dire qu'il y a peut-être une limite au nombre d'améliorations qu'on peut apporter à une installation avant d'être forcé d'en construire une toute nouvelle. Sommes-nous près d'atteindre ce stade, ou pouvons-nous continuer sans encombre de moderniser ces installations pendant encore longtemps?

M. Peter Boag: Au cours des dernières années, nous avons certainement constaté que d'importantes sommes avaient été investies dans la modernisation de nos raffineries. Certains travaux visaient à améliorer leur efficacité; un certain nombre de raffineries ont fait l'objet d'investissements substantiels en vue de leur permettre de valoriser du pétrole brut lourd et, en particulier, du pétrole brut synthétique ou du bitume dilué. Je pense que, si les conditions économiques sont propices, il y a encore de nombreuses possibilités de tirer parti de notre infrastructure de raffinage actuelle et de demeurer concurrentiel.

M. Joe Daniel: Ces possibilités existeront-elles pendant encore longtemps? Pendant les 10 prochaines années, par exemple?

M. Peter Boag: Il est difficile de faire des prévisions à long terme. Le marché est encore très incertain. Au cours des trois ou quatre dernières années, nous avons observé d'énormes fluctuations de la demande, des prix et des coûts. Par conséquent, il est très difficile de prévoir ce qui va se passer. L'avenir ne semble nullement clair, du moins dans ma boule de cristal. Prenons le prix de pétrole brut pendant l'été 2008, puis au début de 2009; six mois plus tôt, quelqu'un aurait-il pu prévoir l'un ou l'autre? J'en doute. En tout cas, ma capacité de prévoir n'est pas développée à ce point.

Si l'on envisage les années à venir, on constate qu'il y a beaucoup d'incertitude quant à la direction que prendra la demande. Nous remarquons qu'on met de plus en plus l'accent sur les carburants de remplacement et les modes de transport écologiques. Une grande incertitude règne donc dans le marché. L'industrie aimerait vraiment continuer de jouer un rôle viable et concurrentiel au sein de l'économie canadienne mais, comme je l'ai indiqué dans ma déclaration, certains enjeux politiques détermineront si le climat est propice à l'investissement de milliards de dollars lorsque le délai de récupération est fort long.

M. Joe Daniel: Merci beaucoup.

Le président: Merci, monsieur Daniel.

Nous passons maintenant à M. Lapointe. Vous disposez de cinq minutes, monsieur Lapointe.

M. François Lapointe (Montmagny—L'Islet—Kamouraska—Rivière-du-Loup, NPD): Messieurs, il se peut qu'il vous faille mettre vos écouteurs. Comme il y a deux langues officielles au Canada, il est possible que je m'exprime en « français ».

[Français]

Mes questions s'adressent à M. Boag ou M. Corey.

Quels pipelines ont connu le moins de fuites? Quand y a-t-il eu le plus de fuites dans le réseau canadien ou nord-américain? J'aimerais savoir quels ont été les meilleurs et les pires rendements à cet égard.

[Traduction]

M. Peter Boag: Je ne suis pas la meilleure personne à interroger sur les pipelines. Je suggérerais au comité d'inviter un membre de l'Association canadienne de pipelines d'énergie. Cette personne serait mieux placée que moi pour répondre aux questions concernant les pipelines et leur sûreté.

• (1020)

[Français]

M. François Lapointe: M. Gabbar peut peut-être répondre.

[Traduction]

M. Hossam Gabbar: Je n'ai pas été en mesure d'entendre la question, mais je crois que j'ai... Je n'ai pas compris la question en anglais.

M. François Lapointe: Dans le pire des cas, que se passerait-il si les pipelines fonctionnaient mal et, dans le meilleur des cas, que se passerait-il s'ils fonctionnaient bien?

M. Hossam Gabbar: C'est, en effet, une question très importante. Nous en sommes au stade où tout dépend du rendement du pipeline.

Premièrement, comme Peter l'a mentionné, le pipeline peut être exploité de manière à transporter un seul produit à la fois. Voilà l'un des scénarios.

L'autre scénario est, en fait, celui que nous nous efforçons d'étudier et sur lequel nous menons des enquêtes. Il suppose le recours à un élément appelé le transporteur, ce qui veut dire qu'à un certain moment, nous utilisons le pipeline pour transporter plusieurs produits simultanément. Ce pipeline...

M. François Lapointe: Selon votre modèle, cela pourrait représenter une solution possible.

M. Hossam Gabbar: Oui, ce serait possible compte tenu du fait que nous sélectionnerions le transporteur et les produits que nous pouvons effectivement acheminer simultanément dans le même pipeline. En fait, ce scénario est à l'étude, en ce moment, et ce que nous...

M. François Lapointe: Et, qu'en est-il de la sûreté de ces pipelines? Seront-ils...? Pouvons-nous dire au public canadien qu'ils seront totalement sécuritaires, ou qu'ils sont dangereux? Nous devons les mettre au courant.

M. Hossam Gabbar: Oui, en particulier le mot « sûreté » — je me spécialise dans ce domaine —, nous le définissons comme « l'absence de risque inacceptable ». Cela veut dire qu'avant d'affirmer que le transport d'une combinaison de produits dans un pipeline est sécuritaire, nous devons estimer correctement les risques qui en découlent.

M. François Lapointe: Oui.

M. Hossam Gabbar: Les risques qui découlent du transport à distance de ces matières sont la corrosion ou leur incidence sur le pipeline, c'est-à-dire la dégradation encourue en raison des diverses propriétés chimiques des produits transportés qui peuvent avoir des répercussions sur le pipeline.

En d'autres termes, nous ne pouvons pas dire que le transport par pipeline des produits un et deux est sécuritaire à moins d'avoir évalué exactement les risques que ce transport présente.

M. François Lapointe: Mais ce serait faisable? Nous pourrions parvenir à une conclusion très claire que nous pourrions communiquer au public canadien? Ce serait faisable?

M. Hossam Gabbar: Oui, c'est faisable.

M. François Lapointe: D'accord.

Donc, monsieur Corey, sachant que c'est faisable, conviendriez-vous avec moi que des consultations...?

[Français]

Excusez-moi, je n'ai pas l'équivalent en anglais. Pensez-vous, dis-je donc, que des consultations et des accommodements basés sur ces conclusions soient complètement inévitables? Croyez-vous qu'il faille absolument passer par cette étape, à la suite des conclusions d'analyses sérieuses comme celles-là? Pensez-vous qu'il faille d'abord passer par le public canadien avant de tracer et de lancer un projet comme celui d'un pipeline sur un long trajet?

M. Mark Corey: Monsieur le président, les pipelines sont le moyen de transport du pétrole le plus sécuritaire qui soit. Cela veut dire que c'est plus sécuritaire et plus économique quand on veut transporter de grands volumes de pétrole sur de longues distances, par exemple.

[Traduction]

Puisque vous avez demandé des statistiques, je peux vous en fournir. De 2000 à 2011, les déversements de pétrole se chiffraient à environ 3 715 barils par année, ce qui représente 0,00037 ou à peu près quatre millièmes du volume transporté.

Je peux également vous donner une idée des chiffres enregistrés récemment.

[Français]

En 2009, il y a eu deux incidents. En 2010, il y en a eu huit et en 2011, jusqu'au mois de septembre, il y en a eu quatre.

M. François Lapointe: Cela ne répond pas tout à fait à la question. J'entends vos chiffres. J'entends aussi M. Gabbar qui dit qu'on pourrait projeter l'acceptabilité ou la non-acceptabilité d'un projet. Je me demande si, pour vous, il est essentiel que ces paramètres que vous me donnez soient dans l'espace public, fassent partie d'une consultation, et que cette consultation soit terminée avant qu'on puisse même définir un tracé ou un pipeline.

M. Mark Corey: Absolument, et quand on va construire un nouveau pipeline, l'Office national de l'énergie aura la responsabilité de l'étude du projet. Souvent, cela se fait en consultation et en collaboration avec l'Agence canadienne d'évaluation environnementale lors de l'évaluation des projets.

• (1025)

Le président: Merci, monsieur Lapointe.

[Traduction]

Votre temps est écoulé.

Nous passons maintenant à M. Trost qui dispose d'un maximum de cinq minutes. Allez-y.

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

Après avoir entendu les témoignages d'aujourd'hui, je dois dire que, si je disposais de 6 à 8 milliards de dollars, je ne les investirais pas dans une raffinerie. Cela étant dit, il y a des gens qui disposaient de plus de 6 à 8 milliards de dollars et qui les ont investis dans des obligations d'épargne de la Grèce.

Des voix: Oh, oh!

M. Brad Trost: Ce qui prouve qu'on ne sait jamais quelles décisions seront prises en matière d'investissement.

L'un des propos qui ont capté mon attention pendant les exposés est celui de M. Boag, qui a parlé des enjeux et des résultats liés à la réglementation. Cela a particulièrement retenu mon attention.

Bien que j'aie souvent entendu énoncer le principe général selon lequel les règlements doivent être axés sur les résultats et pris de la façon la plus efficace qui soit, les membres assis à cette table trouvent particulièrement utile d'avoir des exemples précis. J'espère ne pas vous avoir trop mis sur la sellette, mais auriez-vous des exemples précis à nous donner qui pourraient illustrer l'argument que vous faisiez valoir concernant les règlements axés sur les résultats et qui pourraient nous être utiles?

M. Peter Boag: Oui, je peux citer un exemple précis qui, en fait, est particulièrement opportun. À l'heure actuelle, les provinces et le gouvernement fédéral s'emploient à établir de nouvelles normes de qualité de l'air ambiant pour les émissions de polluants atmosphériques traditionnels. Je ne parle pas ici de gaz à effet de serre, mais d'émissions de polluants atmosphériques traditionnels par un certain nombre de secteurs industriels de l'économie, et il est clair que le raffinage fait partie de ces secteurs.

Cette initiative consiste entre autres à mettre en avant des normes fédérales minimales en matière de réduction des émissions des raffineries. Au cours des consultations, nous examinons un certain nombre de modèles dans le cadre de ce qui est connu sous le nom de Système de gestion de la qualité de l'air, ou SGQA, c'est-à-dire l'initiative menée à l'échelle fédérale par Environnement Canada. Nous étudions un certain nombre de modèles et d'options qui s'appliquent précisément aux raffineries de même que ce qui est connu sous le nom d'exigences de base relatives aux émissions industrielles, ou EBEL. Je ne tiens pas à entrer dans les détails de tous ces acronymes. L'industrie propose et préconise un système qui correspond vraiment à un processus axé sur les résultats. Il s'agit du principe de la bulle: nous plaçons la raffinerie sous une bulle puis, à l'aide d'un système que nous avons appelé le Cadre national pour la réduction des émissions des raffineries de pétrole, nous mesurons son rendement par rapport à divers polluants. Monsieur McGuinty, vous avez probablement pris connaissance de ce concept pendant la période où vous siégiez à la TRNEE.

Nous proposons un système qui nous permet d'établir des résultats à atteindre en matière de rendement pour divers polluants émis par les raffineries. En revanche, la solution proposée par Environnement Canada est très normative. Elle établit comment chaque pièce d'équipement doit se comporter en fonction d'une technologie particulière. Cette solution est vraiment fondée sur une approche normative qui manque de souplesse et qui, en fait, nous contraint à des améliorations du rendement qui sont beaucoup plus importantes que celles que suppose, selon nous, la philosophie étayant le SGQA. Si cette approche était adoptée, les raffineries canadiennes seraient certainement forcées d'effectuer des investissements, et les améliorations qui en découleraient dépasseraient de loin ce qui se fait aux États-Unis...

M. Brad Trost: C'est un bon exemple, mais trois minutes et demie de mon temps de parole sont déjà écoulées. Je ne tiens pas à vous interrompre, mais je vais passer à ma prochaine question.

En réponse à une question de M. McGuinty concernant la stratégie énergétique nationale — et je suis content qu'il n'utilise pas trop souvent l'expression « politique énergétique nationale » lorsqu'il en parle —, je pense que quelqu'un a mentionné quelque chose à propos de la certitude, de la clarté et de la cohérence. Voilà les mots que j'ai consignés. Outre ce qui a été mentionné au sujet de la réglementation, quelles mesures pouvons-nous prendre pour appor-

ter à l'industrie du raffinage la certitude, la clarté et la cohérence qu'elle requiert? Nous ne parlons pas seulement de la construction de nouvelles raffineries; nous nous demandons si des décisions concernant la modernisation des raffineries seront prises au fur et à mesure que la capacité et la demande augmenteront? Que pouvons-nous faire pour apporter à l'industrie la certitude, la clarté et la cohérence qu'elle requiert?

J'aimerais obtenir une brève recommandation. J'adresse la question à tous les témoins.

Allez-y, monsieur Corey.

M. Mark Corey: Je peux commencer par dire qu'en ce qui a trait au rôle du gouvernement du Canada, Ressources naturelles Canada n'a pas accès à beaucoup de leviers dans ce domaine. La plupart de ses leviers sont liés à la politique fiscale, c'est-à-dire aux finances. Je pense que le ministre des Finances a indiqué très clairement que l'un de ses objectifs était de créer et de maintenir au Canada un système fiscal de premier plan qui sera concurrentiel à l'échelle internationale. Cela concerne l'aspect réglementaire et l'assurance que notre système cerne efficacement les enjeux environnementaux grâce au processus d'examen et que ces décisions sont prises de la meilleure façon qui soit.

Il s'agit là de leviers macroéconomiques que nous avons tendance à utiliser à l'échelle fédérale. Pour ce qui est de vous fournir des renseignements précis, je remarque qu'au cours des consultations prébudgétaires, la plupart des associations industrielles recommandent des mesures liées aux politiques fiscales qui ont tendance à les favoriser. Voilà quelques-uns des enjeux qui, selon moi, revêtraient probablement une grande importance pour les raffineries.

• (1030)

M. Brad Trost: Je me concentrerais sur un aspect, et je pense que M. Corey en a déjà parlé: une plus grande certitude et une plus grande rapidité du processus d'approbation des règlements. Ce serait certainement très important pour notre industrie et probablement encore plus pour les industries en amont — dans le secteur des pipelines — que pour l'industrie du raffinage. Une plus grande certitude et une plus grande rapidité du processus d'approbation des règlements seraient sans doute un exemple très précis de ce qui ferait partie de la stratégie nationale. Mes collègues et moi l'avons souligné dans notre travail sur la stratégie en matière d'énergie. Il s'agissait d'un des piliers clés qui, à notre avis, sont essentiels dans le cadre d'une stratégie canadienne élargie en matière d'énergie.

Le président: Merci, messieurs.

Avant de passer à Mme Day, je veux simplement dire que nous prendrons environ cinq minutes à la fin de la séance pour approuver le budget, qui indique les coûts associés à la comparution de témoins devant le comité, pour les quatre réunions.

Nous passons maintenant à Mme Day, qui a jusqu'à cinq minutes. Allez-y, s'il vous plaît.

[Français]

Mme Anne-Marie Day (Charlesbourg—Haute-Saint-Charles, NPD): Bonjour à tous. Je vous remercie d'être parmi nous.

Comme on le sait, ce sont les consommateurs et les familles du Canada qui achètent le produit à l'arrivée. Ils veulent des prix décents, un environnement sain et un approvisionnement régulier. Les compagnies imposent des coûts pour le transport par pipeline. Il y a le marché international, les compagnies qui y évoluent, les gens en jeu et la concurrence.

Comment va-t-on assurer que le prix du produit à l'intérieur du pays va rester à un niveau que le consommateur peut assumer?

M. Mark Corey: Je vais d'abord revenir sur ce que vous avez dit, à savoir que les prix au Canada sont vraiment ceux du marché mondial. Au cours des années 1980, le Canada a décidé de ne pas fonctionner selon un système isolé. C'est donc dire que nous sommes vraiment des exportateurs de pétrole brut. Pour nous, il est avantageux de travailler avec les marchés internationaux.

[Traduction]

Je sais que nous avons comparé récemment devant le comité de l'industrie et qu'il y a eu des questions sur le prix de l'essence. Nous avons examiné cela de près. Je sais, par exemple, que le Bureau de la concurrence a étudié la compétitivité de l'industrie. Nous avons aussi comparé devant l'Institut canadien des produits pétroliers. Nous avons aussi entendu les témoignages de beaucoup de petits détaillants d'essence. C'est un marché où la concurrence est féroce.

[Français]

Ça implique le maintien d'un système dans lequel les marchés sont vraiment compétitifs. Le gouvernement a la responsabilité de s'assurer qu'il y a de la concurrence dans ce système. Selon notre politique et notre point de vue, c'est peut-être la concurrence qui va nous permettre d'obtenir les meilleurs prix à long terme.

[Traduction]

M. Peter Boag: Par rapport à vos commentaires, Mark, j'ajouterais simplement qu'il faut laisser agir la concurrence. Les Canadiens profitent des prix de l'essence les plus bas au monde et nous exerçons nos activités dans un cadre concurrentiel. Nous pensons que le régime de concurrence fonctionne bien. Je suis d'avis qu'il faut laisser agir la concurrence.

[Français]

Mme Anne-Marie Day: À la page 9 de votre document, vous parlez de contamination. Vous dites que « l'acheminement de produits pétroliers raffinés sur de longues distances et par des pipelines servant au transport de différents produits peut accroître la teneur en soufre des produits et faire en sorte qu'il faille procéder à un traitement correctif très coûteux à destination ».

J'imagine que les études sont passablement récentes et qu'on a assez d'expérience pour savoir si, oui ou non, on va faire face au problème que constitue l'augmentation de la teneur en soufre. J'aimerais savoir ce que ça implique à l'arrivée.

[Traduction]

M. Michael Rau: La réalité, c'est qu'on peut sans aucun doute expédier le produit et en retirer le soufre à l'autre bout. En réalité, c'est ce qui se fait au Canada en ce moment. Il y a un pipeline qui est utilisé à la fois pour le pétrole brut et certains produits pétroliers. Il va d'Edmonton à Vancouver; le soufre est retiré à l'autre bout, ce qui est plutôt coûteux. Peter peut vous parler un peu plus des coûts et des aspects techniques.

•(1035)

M. Peter Boag: Je ne peux pas. Je n'ai pas de chiffres précis, mais il suffit de dire et de répéter que le transport de produits finis sur de grandes distances par voie terrestre, par pipeline, est moins rentable que le transport du pétrole brut. En effet, lorsqu'on l'expédie sur de grandes distances, il faut le raffiner de nouveau pour s'assurer que le produit convient à l'utilisation qu'on en fera et qu'il offrira le rendement requis, tant par rapport aux normes réglementaires et légales qu'aux attentes des consommateurs.

[Français]

Mme Anne-Marie Day: Excusez-moi, mais M. Gabbar pourrait peut-être répondre à cette question.

[Traduction]

M. Hossam Gabbar: Je suis désolé. Je n'ai pas entendu la question. A-t-on l'interprétation?

[Français]

Mme Anne-Marie Day: Je peux la répéter. Ça concerne les points 2 et 3 de la page 9 de votre document, en anglais. On y dit que la teneur en soufre peut augmenter lorsque le produit est transporté.

J'aimerais savoir si, oui ou non, cette teneur augmente et quels sont les coûts à l'arrivée lorsqu'il faut raffiner davantage ou décontaminer les produits.

[Traduction]

M. Hossam Gabbar: Merci beaucoup d'avoir posé la question. Je suis désolé de ne pas l'avoir entendue la première fois.

Pour ce qui est du coût de production en général, si on examine la chaîne de production dès le début, cela commence par le pétrole. Dans le processus, le pétrole passe par la raffinerie, le transport, la raffinerie, etc. Chaque étape entraîne un coût supplémentaire.

En ce qui a trait à la contamination en particulier, jusqu'à maintenant nous avons étudié chaque étape du processus de raffinage et avons étudié ses effets sur la contamination du produit fini. Nous avons obtenu un modèle avec lequel il est tout à fait possible d'augmenter considérablement la pureté générale du produit grâce à des réglages précis pendant le processus de raffinage.

Je ne suis pas certain que c'était la question.

Le président: En fait, le temps de parole de Mme Day est écoulé.

Allez-y, monsieur Lapointe.

M. François Lapointe: Puis-je demander 30 secondes de plus pour ma collègue? Elle a dû répéter la question en raison de problèmes d'interprétation. Je pense que ce n'est pas équitable...

Le président: Elle a déjà eu 45 secondes supplémentaires; le temps est donc écoulé.

Avant de passer au budget, nous allons poursuivre avec M. Allen. Vous avez peut-être trois ou quatre minutes, monsieur Allen.

M. Mike Allen: Merci beaucoup, monsieur le président.

Monsieur Boag, je voulais revenir sur une des choses dont vous avez parlé: la saisonnalité. C'est dans l'exposé de M. Corey que la question a d'abord été abordée, lorsqu'il a parlé des normes sur les combustibles et de la saisonnalité; vous en avez aussi parlé.

Tout d'abord, lorsqu'on examine les facteurs saisonniers au Canada et possiblement le nombre de produits différents que l'on trouverait au Canada en fonction de ces facteurs, quelle incidence — si elle en a — la saisonnalité a-t-elle sur la configuration de la raffinerie? Deuxièmement, combien de normes en matière de carburants y a-t-il, et à quelle fréquence sont-elles modifiées?

M. Carol Montreuil: Le meilleur exemple est ce que nous appelons la pression de vapeur. Pour que votre voiture puisse démarrer, il faut de la vapeur pour déclencher l'allumage. Plus la température se refroidit, il est plus difficile d'obtenir cette vapeur. Par rapport à la pression de vapeur, le meilleur exemple, ce sont les conditions estivales et hivernales. À la raffinerie, il faut préparer ce qu'on appelle une essence de base, à laquelle on ajoute divers composés pour que la pression de vapeur satisfasse aux caractéristiques canadiennes. Ainsi, votre voiture démarrera et ne tombera pas en panne sur le bord de la route. C'est un exemple.

La composition du biocarburant est un autre exemple. Ajouter plus de biocarburants pour une saison donnée peut signifier que l'essence de base que vous préparez avant de la mélanger aux biocarburants devra être de qualité différente, selon les conditions météorologiques.

Voilà deux exemples — la pression de vapeur et l'ajout de biocarburant — pour lesquels il faudrait, avant le mélange, une essence de base différente à divers moments de l'année.

M. Mike Allen: Très bien; vous avez une essence de base différente, mais vous faut-il une configuration distincte? Devez-vous remettre votre...

M. Peter Boag: Cela signifie qu'à la raffinerie, il est possible qu'on utilise les différentes unités de traitement à une fréquence plus ou moins grande. En raison de facteurs liés à la saisonnalité, pendant une période donnée, la quantité de la charge d'alimentation qui passera par une certaine unité de traitement sera plus grande qu'à une autre période de l'année. Il faut prendre en compte les unités de traitement et les effets sur les charges d'alimentation.

À la raffinerie, les exigences liées à la saisonnalité entraînent d'importants changements sur le plan opérationnel, tant pour l'essence que pour le diesel. Ils peuvent être très importants. De plus, il y a de multiples changements tout au long de l'année, selon la région géographique et les conditions météorologiques dominantes. En grande partie, il s'agit surtout des conditions météorologiques, des particularités saisonnières du climat. Et ces particularités des conditions météorologiques entraînent d'importantes modifications à la recette — pour ainsi dire — de l'essence et du diesel, selon les variations saisonnières. Cela signifie qu'on utilise les diverses unités de traitement à diverses fins et qu'on les utilise à une fréquence variable à différents moments de l'année.

• (1040)

M. Mike Allen: Vous avez aussi parlé des différents types de raffineries. Vous avez dit que lorsqu'on construit des raffineries, elles

peuvent être très différentes selon le marché cible, notamment. Cela rend-il les choses plus complexes? Dans l'exemple de l'Inde, il est possible que 40 p. 100 de sa production soit importée en Amérique du Nord. Quelle forme prendra cette raffinerie?

M. Peter Boag: Il y a des facteurs liés à cela.

L'autre aspect dont nous n'avons pas parlé par rapport au produit c'est, bien entendu, la question des bruts disponibles. Souvent, on parle du brut comme d'un seul produit. Eh bien, il existe de multiples sortes de brut, selon le poids, la densité et la teneur en soufre. Donc, en général, les raffineries sont aussi configurées en fonction d'un type de brut précis. Sur le plan économique, cet exercice d'équilibre est une des difficultés. Habituellement, ce que j'appellerais des bruts plus lourds, plus sulfureux, sont les moins coûteux sur le marché. Donc, on peut obtenir la charge d'alimentation à un coût moindre, mais afin de la transformer pour avoir le mélange dont on a besoin, il faut une raffinerie plus complexe, et les coûts de raffinage sont plus élevés. Il s'agit toujours du délicat équilibre entre la charge d'alimentation, la configuration de la raffinerie et la gestion des coûts. Ensuite, il faut faire correspondre ces facteurs à la demande, qu'elle soit axée sur le diesel, le carburant aviation ou le brut. Puis, il faut adapter tous ces aspects au facteur de saisonnalité.

Donc, quand M. Corey a décrit une raffinerie très simplifiée, cela laissait dans l'ombre une bonne partie de la complexité inhérente à l'industrie du raffinage, qui est liée au pétrole brut, aux processus et, en fin de compte, aux produits finis, sans oublier le facteur de la saisonnalité.

Le président: Merci beaucoup.

Merci, monsieur Allen.

Si les témoins veulent bien demeurer à leur place pour une ou deux minutes afin de permettre aux députés qui le désirent de discuter avec eux, ce serait formidable.

Mesdames et messieurs les députés, pourrions-nous étudier le budget? Vous l'avez devant vous. Il s'agit du budget qui servira à défrayer les coûts pour les témoins qui participeront à cette étude. J'aimerais, si possible, qu'on l'approuve.

Y a-t-il des questions par rapport au budget? Alors, peut-il être adopté tel qu'il figure dans le document présenté par le greffier?

Des voix: D'accord.

Le président: C'est approuvé.

Merci beaucoup.

La séance est levée.

POSTE  MAIL

Société canadienne des postes / Canada Post Corporation

Port payé

Postage paid

Poste-lettre

Lettermail

**1782711
Ottawa**

*En cas de non-livraison,
retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à :
Les Éditions et Services de dépôt
Travaux publics et Services gouvernementaux Canada
Ottawa (Ontario) K1A 0S5*

*If undelivered, return COVER ONLY to:
Publishing and Depository Services
Public Works and Government Services Canada
Ottawa, Ontario K1A 0S5*

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.

On peut obtenir des copies supplémentaires en écrivant à : Les Éditions et Services de dépôt
Travaux publics et Services gouvernementaux Canada
Ottawa (Ontario) K1A 0S5
Téléphone : 613-941-5995 ou 1-800-635-7943
Télécopieur : 613-954-5779 ou 1-800-565-7757
publications@tpsgc-pwgsc.gc.ca
<http://publications.gc.ca>

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.

Additional copies may be obtained from: Publishing and Depository Services
Public Works and Government Services Canada
Ottawa, Ontario K1A 0S5
Telephone: 613-941-5995 or 1-800-635-7943
Fax: 613-954-5779 or 1-800-565-7757
publications@tpsgc-pwgsc.gc.ca
<http://publications.gc.ca>

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