



CHAMBRE DES COMMUNES
HOUSE OF COMMONS
CANADA

ÉTAT ACTUEL ET FUTUR DES OLÉODUCS ET DES GAZODUCS ET LA CAPACITÉ DE RAFFINAGE AU CANADA

Rapport du Comité permanent des ressources naturelles

Le président

Leon Benoit, député

MAI 2012

41^e LÉGISLATURE, 1^{re} SESSION

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>

**ÉTAT ACTUEL ET FUTUR DES OLÉODUCS ET
DES GAZODUCS ET LA CAPACITÉ DE
RAFFINAGE AU CANADA**

**Rapport du Comité permanent
des ressources naturelles**

Le président

Leon Benoit, député

MAI 2012

41^e LÉGISLATURE, 1^{re} SESSION

COMITÉ PERMANENT DES RESSOURCES NATURELLES

PRÉSIDENT

Leon Benoit

VICE-PRÉSIDENTS

Claude Gravelle

David McGuinty

MEMBRES

Mike Allen

David Anderson

Blaine Calkins

Joe Daniel

Anne-Marie Day

Royal Galipeau

François Lapointe

Kennedy Stewart

Brad Trost

AUTRES DÉPUTÉS QUI ONT PARTICIPÉ

Sean Casey

L'hon. Laurie Hawn

Brian Jean

Dave Van Kesteren

Elizabeth May

Marie-Claude Morin

Pierre Nantel

Ève Péclet

Blake Richards

GREFFIER DU COMITÉ

Rémi Bourgault

BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

Service d'information et de recherche parlementaires

Jean-Luc Bourdages, analyste

Mohamed Zakzouk, analyste

LE COMITÉ PERMANENT DES RESSOURCES NATURELLES

a l'honneur de présenter son

TROISIÈME RAPPORT

Conformément au mandat que lui confère l'article 108(2) du Règlement, le Comité a étudié l'état actuel et futur des oléoducs et des gazoducs et la capacité de raffinage au Canada et a convenu de faire rapport de ce qui suit :

TABLE DES MATIÈRES

L'ÉTAT ACTUEL ET FUTUR DES OLÉODUCS ET DES GAZODUCS ET LA CAPACITÉ DE RAFFINAGE AU CANADA	1
INTRODUCTION	1
APERÇU	2
A. Oléoducs et gazoducs.....	2
B. Raffinage.....	8
TENDANCES D'UN MARCHÉ ÉMERGENT : OCCASIONS À SAISIR ET DÉFIS..	15
A. Pétrole brut.....	15
B. Produits pétroliers raffinés.....	22
C. Gaz naturel	27
ALLER DE L'AVANT	31
ANNEXE A : LISTE DES TÉMOINS.....	35
ANNEXE B : LISTE DES MÉMOIRES	37
PROCÈS-VERBAUX.....	39
RAPPORT DISSIDENT DU NOUVEAU PARTI DÉMOCRATIQUE DU CANADA	41
RAPPORT DISSIDENT DU PARTI LIBÉRAL DU CANADA	47

L'ÉTAT ACTUEL ET FUTUR DES OLÉODUCS ET DES GAZODUCS ET LA CAPACITÉ DE RAFFINAGE AU CANADA

INTRODUCTION

Les changements que connaissent actuellement les marchés mondiaux et nationaux de l'énergie constituent, pour les secteurs canadiens du pétrole, du gaz et du raffinage, autant de défis que d'occasions à saisir. La demande totale d'essence et de carburant diesel en Amérique du Nord et dans d'autres pays membres de l'OCDE devrait diminuer au cours des deux à trois prochaines décennies¹. Toutefois, il est prévu que la demande mondiale en pétrole brut, tout particulièrement de la part des économies émergentes, continuera d'augmenter « au cours des 25 prochaines années et par la suite », ce qui crée d'attrayantes occasions d'exportations, compte tenu de l'importance² des réserves pétrolières du Canada³. Qui plus est, la découverte d'importantes réserves de gaz non classique et la demande croissante pour des carburants non liquides au Canada et aux États-Unis font que le gaz naturel est appelé à jouer un rôle de plus en plus important sur les marchés nord-américains⁴. Les transformations que connaissent l'offre et la demande en pétrole et en gaz ont des répercussions sur le secteur canadien du raffinage, aux prises avec un certain nombre de défis qui méritent une attention toute particulière, notamment à l'échelle régionale.

Les nouvelles tendances nationales et internationales observées sur les marchés pétrolier et gazier suscitent un certain nombre de préoccupations et d'occasions, notamment en matière de commercialisation, d'infrastructure, d'emplois, de sécurité énergétique, de réglementation gouvernementale et d'environnement. Afin de mieux comprendre les multiples occasions à saisir et les défis qui se présentent actuellement aux secteurs pétrolier et gazier canadiens, le Comité permanent des ressources naturelles de la Chambre des communes a mené une étude sur l'état actuel et futur des oléoducs et gazoducs, ainsi que sur la capacité de raffinage du Canada. Au cours de quatre réunions, le Comité a entendu les témoignages de nombreux représentants du gouvernement, de groupes autochtones, du monde universitaire, des syndicats, ainsi

1 John Quinn, directeur général, Intégration et planification, raffinage et marketing, Suncor Energy inc., *Témoignages*, 2 février 2012.

2 Selon Ressources naturelles Canada (*Témoignages*, 31 janvier 2012), les réserves de pétrole brut du Canada sont évaluées à environ 174 milliards de barils (dont 170 milliards de barils dans les sables bitumineux), et pourraient atteindre 300 milliards de barils grâce aux avancées technologiques qui rendront l'activité plus rentable.

3 Peter Boag, président, Institut canadien des produits pétroliers, *Témoignages*, 31 janvier 2012.

4 Michal Moore, professeur, School of Public Policy et membre permanent du corps professoral de l'ISSE, Université de Calgary, à titre personnel, *Témoignages*, 7 février 2012.

que du secteur privé. Le présent rapport, qui conclut l'étude du Comité, renferme un certain nombre de recommandations à l'intention du gouvernement du Canada.

APERÇU

A. Oléoducs et gazoducs

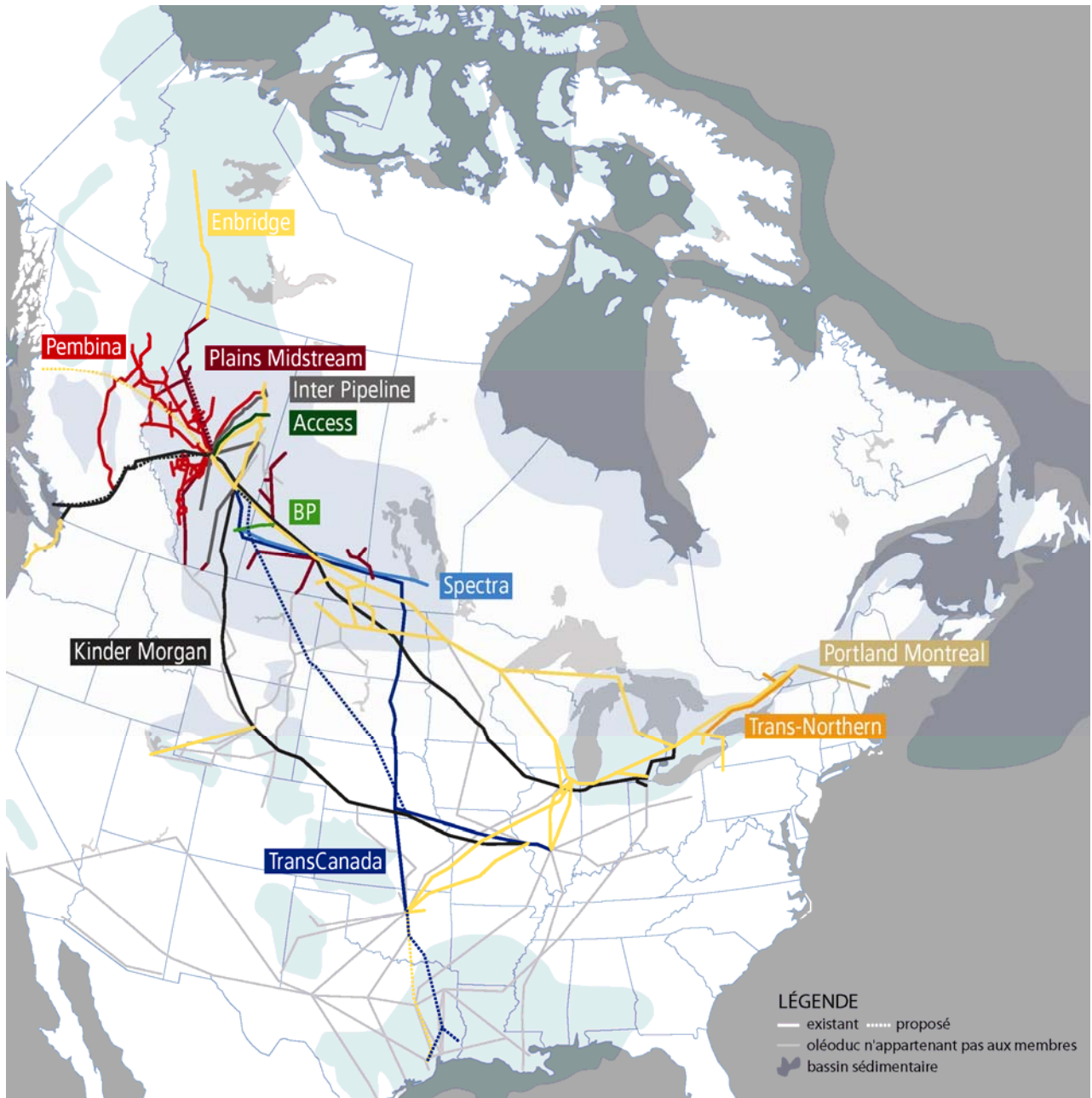
Les réseaux d'oléoducs et de gazoducs nord-américains sont étroitement intégrés, notamment entre l'Ouest canadien et le Midwest américain (figures 1 et 2). Dans l'Est du Canada, les raccordements sont principalement nord-sud, entre les États de la Nouvelle-Angleterre et le Québec et l'Ontario par l'intermédiaire de Portland, dans le Maine. On compte au Canada, plus de 100 000 kilomètres d'oléoducs et de gazoducs, dont plus de 70 %⁵ sont réglementés par l'Office national de l'énergie (ONE). Au cours des cinq dernières années, la valeur de l'énergie acheminée par les oléoducs et les gazoducs réglementés par l'ONE vers les marchés canadiens et étrangers a dépassé les 100 milliards de dollars par an, avec un pic de 127 milliards de dollars en 2008, alors que le coût de l'acheminement par ces oléoducs et gazoducs n'a pas dépassé, en moyenne, les 5 milliards de dollars⁶ par an. Les exportations d'énergie par oléoduc et par gazoduc représentent environ un cinquième du revenu total annuel des exportations canadiennes de marchandises⁷.

5 Les 30 % restants relèvent de compétences provinciales.

6 Selon Brenda Kenny (lettre de suivi envoyée au Comité le 5 mars 2012), les oléoducs et les gazoducs constituent des projets qui exigent des investissements initiaux importants (qui se chiffrent souvent en milliards de dollars). Le rendement de l'investissement peut demander jusqu'à 30 ans. Ces 5 milliards de dollars incluent l'amortissement, le rendement des capitaux d'investissement, le coût annuel du paiement de la dette et les frais annuels d'exploitation et de maintenance (p. ex. carburant, maintenance de sécurité, inspections, taxes, etc.). Tous les coûts de transport, ainsi que les droits et tarifs connexes, sont normalement approuvés par l'organisme de réglementation compétent (ONE ou organisme de réglementation provincial), mais les modalités de réglementation applicables peuvent varier d'un organisme de réglementation à l'autre.

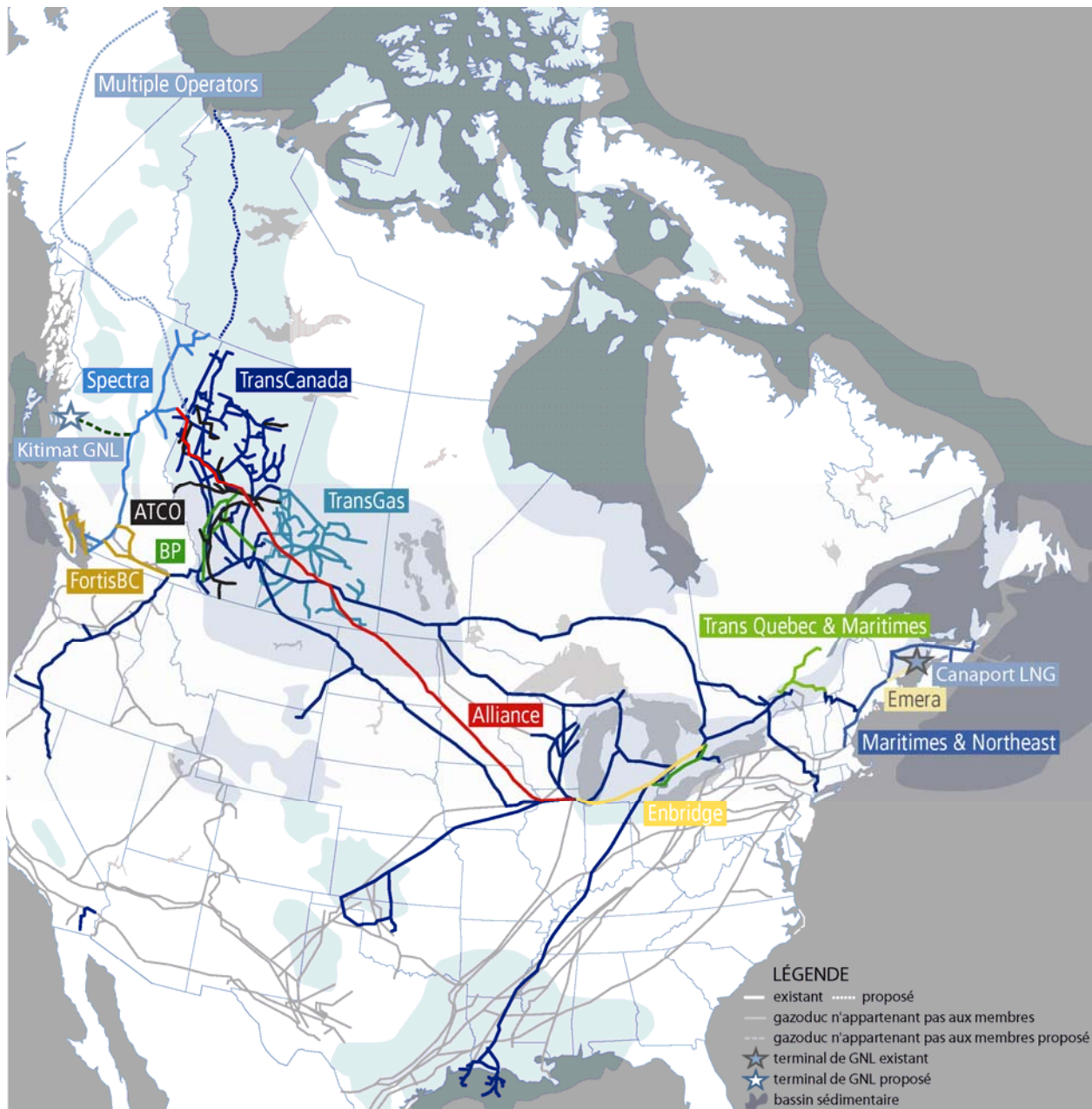
7 Association canadienne des pipelines de ressources énergétiques, document présenté au Comité, 7 février 2012.

Figure 1 : Pipelines de produits liquides au Canada et aux États-Unis



Source : Association canadienne de pipelines d'énergie, <http://www.cepa.com/map/>.

Figure 2 : Gazoducs au Canada et aux États-Unis



Source : Association canadienne de pipelines d'énergie, <http://www.cepa.com/map/>.

Comme le montre la figure 3, les oléoducs et les gazoducs remplissent diverses fonctions dans la distribution des produits pétroliers et du gaz naturel. Les oléoducs et les gazoducs, qui sont pour la plupart enterrés, se répartissent ainsi en diverses catégories :

- 1) Les oléoducs servant à acheminer le pétrole brut, les produits pétroliers raffinés et le bitume dilué :
 - a) Dans le cas du pétrole brut, on distingue les « conduites d'amenée » (de 5 à 20 centimètres de diamètre) qui permettent de recueillir le pétrole des puits terrestres ou extracôtiers et de l'acheminer aux « conduites principales », plus grosses (de 20 à 61 centimètres de diamètre environ) utilisées pour la distribution. Un nombre restreint d'oléoducs encore plus gros (1,2 mètre de diamètre environ) permettent d'acheminer le pétrole brut des zones d'extraction aux raffineries⁸.
 - b) Dans le cas des produits pétroliers raffinés (essence, carburant d'aviation, huile de chauffage et carburant diesel), des oléoducs sont utilisés pour l'acheminement vers des terminaux de grande distribution, où ils sont entreposés dans des réservoirs, qui servent eux-mêmes à alimenter les camions-citernes destinés à l'approvisionnement des stations-service et des résidences. (Les grandes industries, les aéroports et les centrales électriques sont directement alimentés par oléoduc.)⁹ Les produits pétroliers raffinés sont souvent acheminés par « lots » dans des oléoducs multiproduits. Des capteurs et des technologies de surveillance complexes sont utilisés pour éviter tout mélange des différents lots dans le conduit¹⁰.
- 2) Les gazoducs servant à acheminer le gaz naturel des puits de production aux installations de traitement, puis aux réseaux de distribution partout au Canada. Une fois traité, le gaz naturel est directement acheminé aux résidences et aux entreprises grâce à un vaste réseau de gazoducs de distribution de très faible diamètre¹¹.

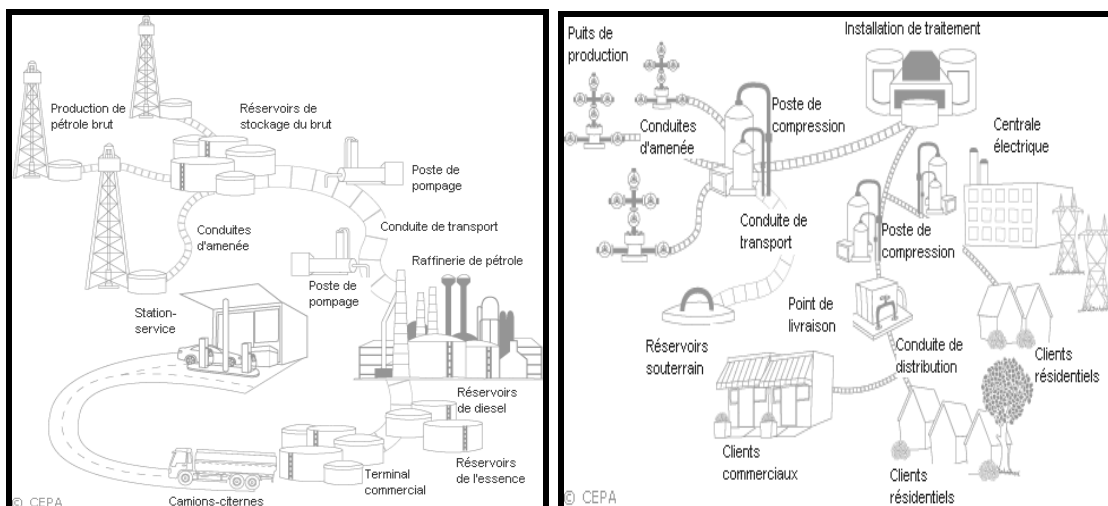
8 Hossam Gabbar, professeur, University of Ontario Institute of Technology, à titre personnel, document présenté au Comité, 31 janvier 2012.

9 *Ibid.*

10 Brenda Kenny, présidente et chef de la direction, Association canadienne de pipelines d'énergie, dans une lettre de suivi envoyée au Comité le 5 mars 2012.

11 Hossam Gabbar, professeur, University of Ontario Institute of Technology, à titre personnel, document présenté au Comité, 31 janvier 2012.

Figure 3 : Réseaux d'oléoducs (à gauche) et de gazoducs (à droite)



Source : Hossam Gabbar, professeur, document présenté au Comité, 31 janvier 2012.

L'ONE surveille le respect de la réglementation applicable aux oléoducs et aux gazoducs tout au long du cycle de vie de ces derniers. Lors de la présentation de la demande, l'ONE détermine si l'oléoduc ou le gazoduc est dans l'intérêt du public, puis « si le projet en question peut être réalisé et exploité de façon sécuritaire, [tout] en protégeant les personnes et l'environnement ». Au stade de la planification, les sociétés doivent se conformer aux exigences réglementaires de l'ONE et sont tenues de « faire participer et de consulter le public de façon significative ». Si l'ONE approuve le projet, il peut l'assortir de toutes les conditions qu'il juge nécessaires dans l'intérêt du public. L'ONE continue de veiller au respect des exigences réglementaires tout au long de la construction et de l'exploitation du projet. Finalement, si un oléoduc ou un gazoduc cesse d'être exploité, l'ONE s'assure que le plan de cessation d'exploitation de la société puisse être exécuté « en toute sécurité et en protégeant l'environnement, au moment de la cessation d'exploitation et par la suite¹² ».

L'article 52 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* prévoit la tenue d'audiences dès qu'un pipeline dépasse 40 kilomètres. Selon Gaétan Caron, président-directeur général de l'ONE, la longueur du processus « résulte toujours de la décision indépendante de la commission saisie du dossier¹³ ».

Selon le professeur Hossam Gabbar, « [l]es pipelines constituent le moyen le plus sûr¹⁴ et le plus efficace pour transporter de grandes quantités de pétrole brut et de

12 Gaétan Caron, président-directeur général de l'Office national de l'énergie, *Témoignages*, 9 février 2012.

13 *Ibid.*

14 M. Gabbar définit la sûreté comme « l'absence de risque inacceptable ».

gaz naturel sur la terre¹⁵ ». De même, Mark Corey, sous-ministre adjoint, Secteur énergétique, Ressources naturelles Canada (RNC) a déclaré que les pipelines sont « le moyen [le] plus sécuritaire et [le] plus économique [de] transporter de grands volumes de pétrole sur de longues distances¹⁶ ». En outre, M. Caron a indiqué au Comité que « [l]es études continuent de prouver que les pipelines constituent le mode de transport d'hydrocarbures qui présente le moins de danger¹⁷ ». Les oléoducs et les gazoducs sont cependant exposés à des risques tels que la corrosion, qui varie selon les répercussions que peuvent avoir les diverses propriétés chimiques des produits transportés, les fuites, le vieillissement et les erreurs humaines¹⁸.

L'ONE a récemment signalé que la fréquence des blessures graves subies par les personnes travaillant sur les oléoducs et les gazoducs est faible et continue de baisser, tandis que l'impact environnemental des fuites a été circonscrit « localement et tous les travaux de décontamination ont été effectués en conformité avec [les] exigences [de l'ONE, en] tenant compte des pratiques exemplaires à l'échelle internationale¹⁹ ». De 2000 à 2011, les déversements de pétrole se sont chiffrés à environ 3 175 barils²⁰ par année. On a dénombré deux accidents en 2009, huit en 2010 et, en septembre 2011, on en dénombrait quatre depuis le début de l'année²¹.

Les sociétés d'exploitation des oléoducs et gazoducs sont tenues responsables de la sécurité de leur installation et de la protection de l'environnement qui les entoure à toutes les étapes du cycle de vie de leur équipement. Elles doivent anticiper et prévenir les incidents, en atténuer les conséquences et les gérer, peu importe leur ampleur ou leur durée. En cas d'accident grave, l'ONE surveille l'intervention de la société réglementée « au moment de l'incident et par la suite, puis pendant les travaux de nettoyage » et exige que « toutes les mesures raisonnables soient prises en vue de la protection des employés, du public et de l'environnement ». Selon Gaétan Caron, lorsque l'ONE constate que la sécurité peut être améliorée, il prend les mesures

15 Hossam Gabbar, professeur, University of Ontario Institute of Technology, à titre personnel, document présenté au Comité, 31 janvier 2012.

16 Mark Corey, sous-ministre adjoint, Secteur énergétique, ministère des Ressources naturelles, *Témoignages*, 31 janvier 2012.

17 Gaétan Caron, président-directeur général de l'Office national de l'énergie, *Témoignages*, 9 février 2012.

18 Hossam Gabbar, professeur, University of Ontario Institute of Technology, à titre personnel, document présenté au Comité, 31 janvier 2012.

19 Gaétan Caron, président-directeur général de l'Office national de l'énergie, *Témoignages*, 9 février 2012.

20 Un baril de pétrole équivaut à 158,987 litres.

21 Mark Corey, sous-ministre adjoint, Secteur énergétique, ministère des Ressources naturelles, *Témoignages*, 31 janvier 2012.

nécessaires pour redresser la situation. L'ONE « a le pouvoir de mettre un terme aux activités d'une société pipelinière. La loi exige que les défaillances ou les blessures graves soient signalées à l'Office, qui à son tour exige des sociétés qu'elles mènent leur propre enquête afin de lui en présenter les conclusions. Dans les cas graves, l'Office fait lui-même enquête²². »

La construction des oléoducs et des gazoducs est à l'origine de tout un éventail d'emplois directs et indirects dans le secteur de l'énergie, y compris pour ce qui est de construire l'infrastructure (immeubles de bureaux, par exemple) requise par la croissance rapide des secteurs pétrolier et gazier ainsi favorisée. Selon Christopher Smillie, conseiller principal, Relations gouvernementales, Département des métiers de la construction, au Bureau canadien de la Fédération américaine du travail et Congrès des organisations industrielles (FAT-COI), même si les emplois directement liés à la construction d'oléoducs ou de gazoducs ne durent en moyenne que trois saisons, « la vaste majorité des emplois créés [...] s'échelonnent sur une période de 50 ans ou plus ». Ainsi, la FAT-COI représente en Alberta entre 80 000 et 90 000 travailleurs spécialisés qui, « d'une façon ou d'une autre, travaillent dans le secteur énergétique ». M. Smillie a dit au Comité qu'un pipeline, « c'est plus qu'un point de jonction pour les produits. Un pipeline relie des emplois d'un bout à l'autre de la chaîne de production²³ ».

Selon John Quinn, directeur général, Intégration et planification, raffinage et marketing, Suncor Energy inc., il y a pénurie d'emplois spécialisés dans l'industrie pétrolière et gazière. Le principal obstacle au plan d'expansion de Suncor, « c'est la nécessité de créer des milliers d'emplois spécialisés, en Alberta notamment, mais pour les fournisseurs de biens et de services partout au pays, cela représente des perspectives, dans l'effort de construction et celui de production qui suivra. Désormais, on aura toujours besoin d'emplois spécialisés au pays²⁴. »

B. Raffinage

Les raffineries servent à produire une vaste gamme de produits, y compris l'essence, le carburant diesel, l'huile lubrifiante et le naphte (utilisé pour la production de certains produits chimiques). La figure 4 est une illustration simplifiée d'une raffinerie. En chauffant le pétrole brut et en l'injectant dans une tour de distillation, il est possible

22 Gaétan Caron, président-directeur général de l'Office national de l'énergie, *Témoignages*, 9 février 2012.

23 Christopher Smillie, conseiller principal, Relations gouvernementales, Département des métiers de la construction, Bureau canadien de la Fédération américaine du travail et Congrès des organisations industrielles (FAT-COI), *Témoignages*, 7 février 2012.

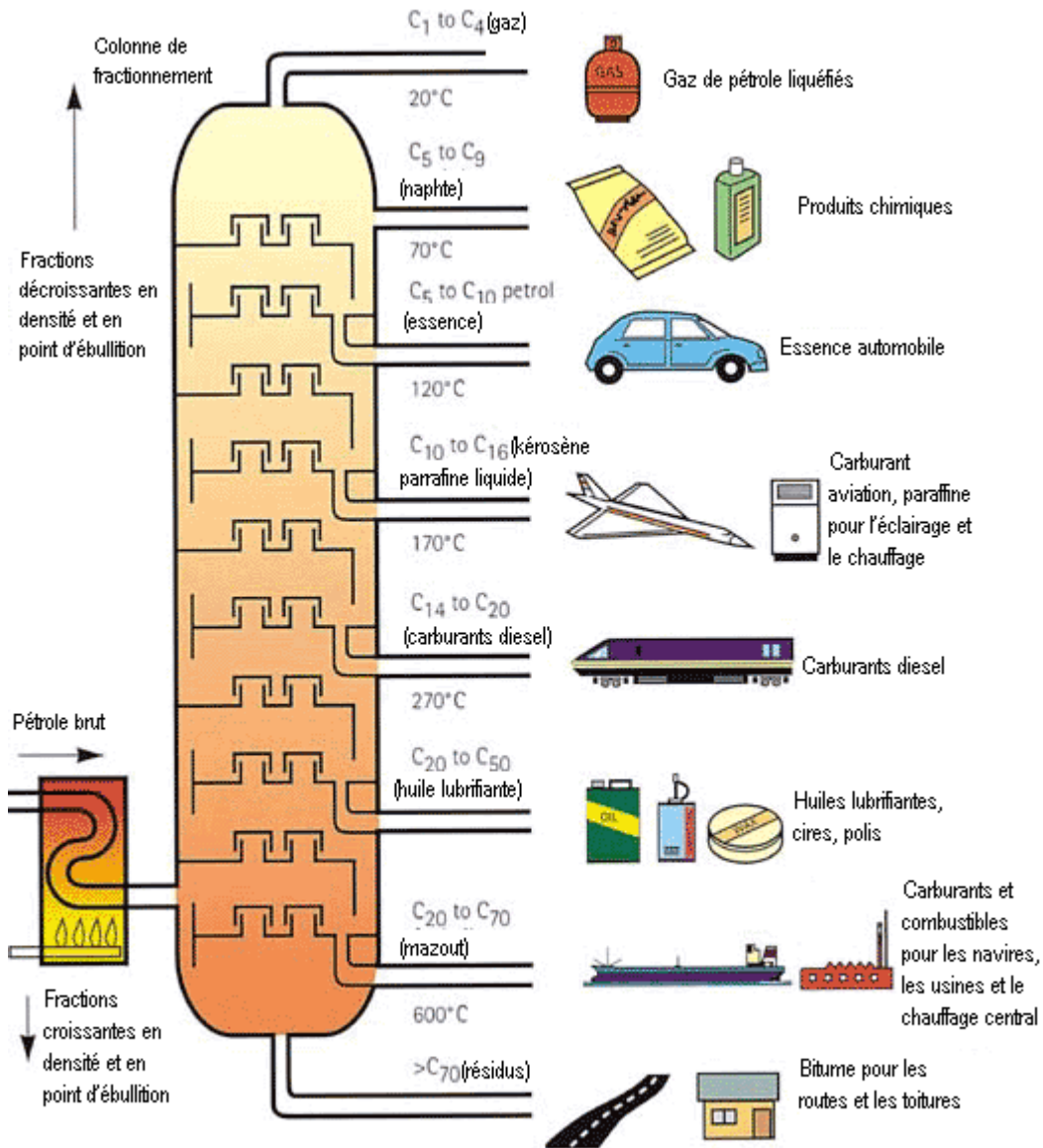
24 John Quinn, directeur général, Intégration et planification, raffinage et marketing, Suncor Energy inc., *Témoignages*, 2 février 2012.

d'obtenir différents produits à des températures différentes²⁵. D'après Peter Boag, président de l'Institut canadien des produits pétroliers (ICPP), les raffineries de produits pétroliers ne sont pas comparables à des usines de valorisation du bitume. Les raffineries sont plus complexes, 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 ». Par ailleurs, les usines de valorisation du bitume sont construites et configurées pour le traitement du bitume — que la plupart des raffineries ne peuvent traiter — en pétrole brut synthétique qui peut servir comme charge d'alimentation dans une raffinerie. Une usine de valorisation et une raffinerie peuvent se retrouver dans une même installation²⁶.

25 Hossam Gabbar, professeur, University of Ontario Institute of Technology, à titre personnel, document présenté au Comité, 31 janvier 2012.

26 Peter Boag, président, Institut canadien des produits pétroliers, *Témoignages*, 31 janvier 2012.

Figure 4 : Chaîne simplifiée de production de pétrole dans les raffineries



Source : Hossam Gabbar, professeur, document présenté au Comité, 31 janvier 2012.

Le Canada compte 19 raffineries dont la capacité de production combinée est d'environ deux millions de barils par jour²⁷. Sur ces 19 raffineries, 15 fabriquent la gamme complète de produits pétroliers. Les raffineries de l'Ouest canadien transforment exclusivement du pétrole brut canadien qui leur est acheminé par oléoduc,

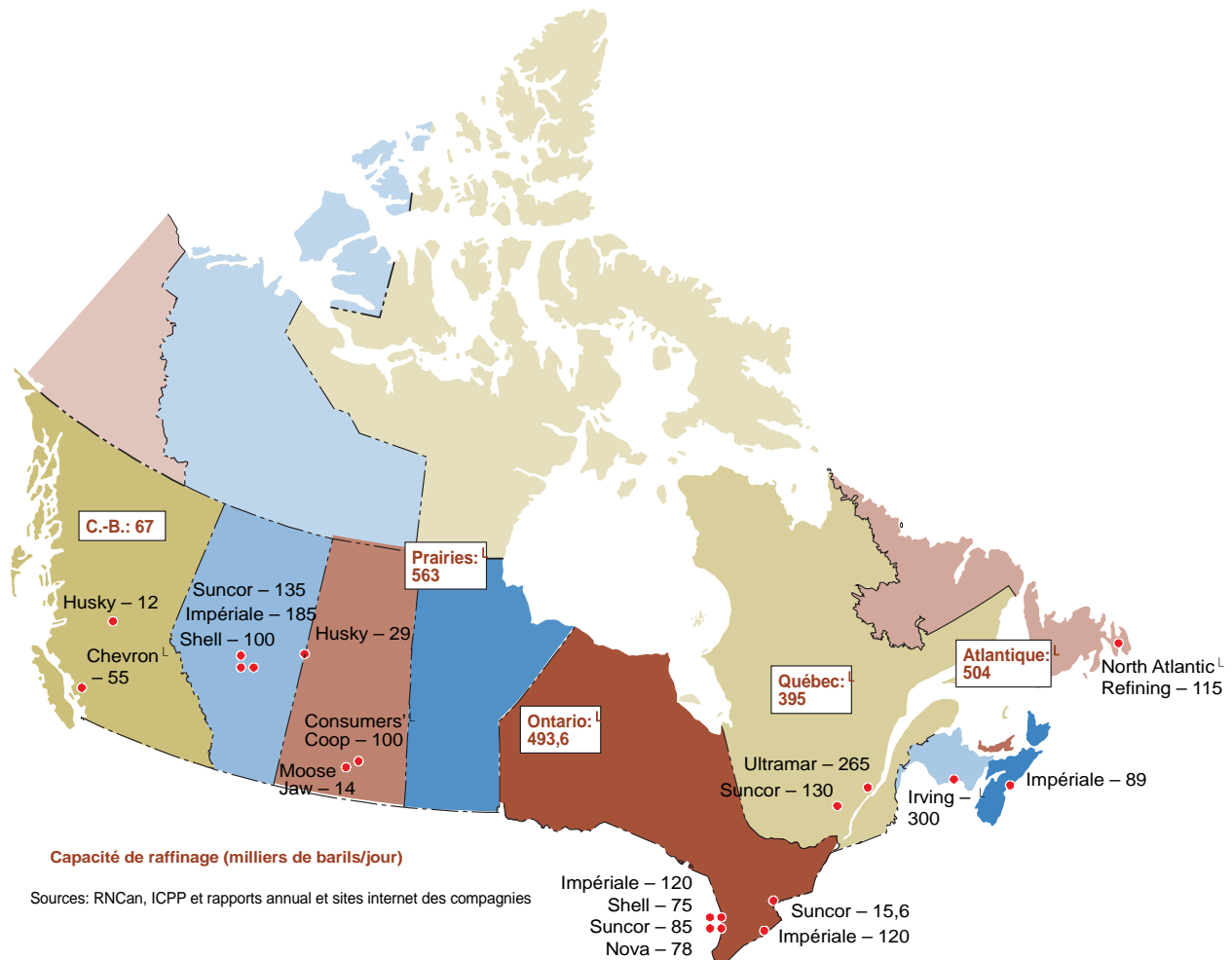
27 Institut canadien des produits pétroliers, document présenté au Comité, 31 janvier 2012.

tandis que les raffineries de l'Est et du Canada atlantique transforment 15 % de pétrole canadien provenant de sites de production extracôtiers et 85 % de pétrole importé par pétroliers à Halifax, Saint John ou Come By Chance²⁸. Au Québec, le pétrole brut est importé au moyen de petits pétroliers à Lévis, ou de plus grands pétroliers à Portland (Maine), et ensuite acheminé à Montréal par oléoduc. Enfin, en Ontario les raffineries transforment essentiellement du pétrole brut canadien, ainsi que de petites quantités de pétrole importé, qui sont acheminés par l'oléoduc Portland-Montréal et l'oléoduc 9 du réseau d'Enbridge²⁹. Comme la figure 5 le montre, toutes les provinces, sauf le Manitoba et l'Île-du-Prince-Édouard, ont au moins une raffinerie.

28 Ressources naturelles Canada, document présenté au Comité, 31 janvier 2012.

29 *Ibid.*

Figure 5 : Raffineries canadiennes et capacités de raffinage³⁰



Source : Institut canadien des produits pétroliers, document présenté au Comité, 31 janvier 2012.

30 Les raffineries indiquées sur la carte sont situées dans les villes suivantes (de l'est à l'ouest) : Come By Chance (T.-N.-L.) (North Atlantic Refining); Dartmouth (N.-É.) (Imperial Oil); Saint John (N.-B.) (Irving); Lévis (Qc) (Ultramar); Montréal (Qc) (Suncor); Mississauga (Ont.) (Suncor); Nanticoke (Ont.) (Imperial Oil); Sarnia (Ont.) (Imperial Oil, Shell, Suncor et Nova); Regina (Sask.) (Consumers' Co-op); Moose Jaw (Sask.) (Moose Jaw Refining); Lloydminster (Alb.) (Husky); Scotford (Alb.) (Shell); Edmonton (Alb.) (Suncor et Imperial Oil); Prince George (C.-B.) (Husky); Burnaby (C.-B.) (Chevron).

En plus des 19 raffineries au Canada, l'Alberta compte sept usines de valorisation qui produisent une charge d'alimentation constituée à 100 % de bitume dilué — contrairement aux raffineries de produits pétroliers, qui sont construites et configurées pour le traitement du pétrole brut. D'après Peter Boag, « certaines usines de valorisation fabriquent des quantités limitées de produits finis, généralement du diesel³¹ ». Mark Corey a dit au Comité que l'objectif de l'Alberta est de valoriser les deux tiers de sa production de pétrole brut d'ici 2020, ce qui nécessiterait quatre usines de valorisation additionnelles coûtant environ trois milliards de dollars chacune³². En 2010, le Canada a produit 1,5 million de barils de bitume par jour, dont 0,8 bbj, ou 53 %, ont été revalorisés³³.

De 90 à 95 % des produits raffinés sont des combustibles, les 5 à 10 % restants étant destinés à l'industrie pétrochimique³⁴. Exportateur net de produits pétroliers, le Canada exporte approximativement 20 % de sa production (soit 400 000 b/j), surtout depuis le Québec et les provinces de l'Atlantique, principalement vers le Nord-Est des États-Unis³⁵. Selon Peter Boag, « ce qu'il faut retenir, c'est qu'au bout du compte, nous sommes un pays exportateur net de produits raffinés [pour] environ 20 % de sa capacité dans le marché très concurrentiel de l'Amérique du Nord. À notre avis, c'est très positif pour le Canada³⁶. » En 2009, le secteur canadien du raffinage a contribué à l'économie canadienne à hauteur de 2,5 milliards de dollars et employait environ 17 500 travailleurs de raffinerie « instruits et bien payés³⁷ ». Un rapport du Conference Board du Canada indique que les travailleurs des raffineries gagnent maintenant 50 % de plus que les travailleurs du secteur manufacturier canadien dans son ensemble³⁸. Selon Christopher Smillie, dans les raffineries, « on trouve des emplois durables liés à la construction, à l'exploitation et à l'entretien. Il s'agit d'emplois d'un demi-siècle. Les pipelines servent à relier ces emplois. Si on n'a pas de canalisation vers les marchés, alors ces autres emplois intéressants, bien rémunérés et hautement spécialisés disparaissent³⁹. »

31 Peter Boag, président, Institut canadien des produits pétroliers, *Témoignages*, 31 janvier 2012.

32 Mark Corey, sous-ministre adjoint, Secteur énergétique, ministère des Ressources naturelles, *Témoignages*, 31 janvier 2012.

33 Ressources naturelles Canada, document présenté au Comité, 24 février 2012.

34 Mark Corey, sous-ministre adjoint, Secteur énergétique, ministère des Ressources naturelles, *Témoignages*, 31 janvier 2012.

35 Institut canadien des produits pétroliers, document présenté au Comité, 31 janvier 2012.

36 Peter Boag, président, Institut canadien des produits pétroliers, *Témoignages*, 31 janvier 2012.

37 Mark Corey, sous-ministre adjoint, Secteur énergétique, ministère des Ressources naturelles, *Témoignages*, 31 janvier 2012.

38 John Quinn, directeur général, Intégration et planification, raffinage et marketing, Suncor Energy inc., *Témoignages*, 2 février 2012.

39 Christopher Smillie, conseiller principal, Relations gouvernementales, Bureau canadien du Département des métiers de la construction de la Fédération américaine du travail (AFL-CIO), *Témoignages*, 7 février 2012.

Le nombre de raffineries en Amérique du Nord a chuté de 360, dans les années 1970 et 1980, à moins de 140 aujourd'hui. Selon Michael Ervin, vice-président et directeur des services de consultation chez MJ Ervin and Associates, la fermeture de quelque 200 raffineries depuis 1970 est la conséquence d'un piètre rendement du capital attribuable à une surcapacité. Qui plus est, les nouvelles exigences en matière de qualité des carburants (réduction du plomb, du benzène, du soufre, etc.) nécessitaient d'importants investissements de la part de l'industrie et, pour beaucoup de petites raffineries, ou de raffineries moins efficaces, de tels investissements ne pouvaient se justifier⁴⁰. Au milieu des années 1990, l'augmentation constante de la demande nord-américaine en pétrole a permis aux raffineries d'atteindre des taux d'utilisation de plus de 90 %, ce qui est optimal en termes de profits. Par conséquent, de nombreuses raffineries ont pu bénéficier des gros investissements nécessaires à leur agrandissement en vue de répondre à la demande croissante de produits pétroliers⁴¹.

La capacité de raffinage canadienne a toujours fluctué selon les conditions de l'offre et de la demande. L'agrandissement des raffineries canadiennes a permis d'accroître la capacité moyenne de raffinage du Canada, et ce, malgré la diminution du nombre de raffineries depuis cinq décennies (figures 6 et 7). On dénombrait, en 1960, 44 raffineries produisant environ 945 000 barils par jour, alors qu'on n'en compte plus aujourd'hui que 19, mais dont la production était d'environ 1 886 000 barils par jour en 2011⁴². (Sur ces 19 raffineries canadiennes, 15 produisent la gamme complète de produits pétroliers.) Étant donné que l'industrie canadienne du raffinage ne fonctionne pas à pleine capacité et que la demande de carburant à base de pétrole a probablement atteint un sommet en Amérique du Nord et dans d'autres pays de l'OCDE⁴³ (et continuera probablement à diminuer dans les années à venir⁴⁴), actuellement, aucun argument économique ne justifie la construction de nouvelles raffineries au Canada.

40 Michael Ervin, vice-président et directeur des services de consultation, MJ Ervin and Associates, The Kent Group, *Témoignages*, 2 février 2012.

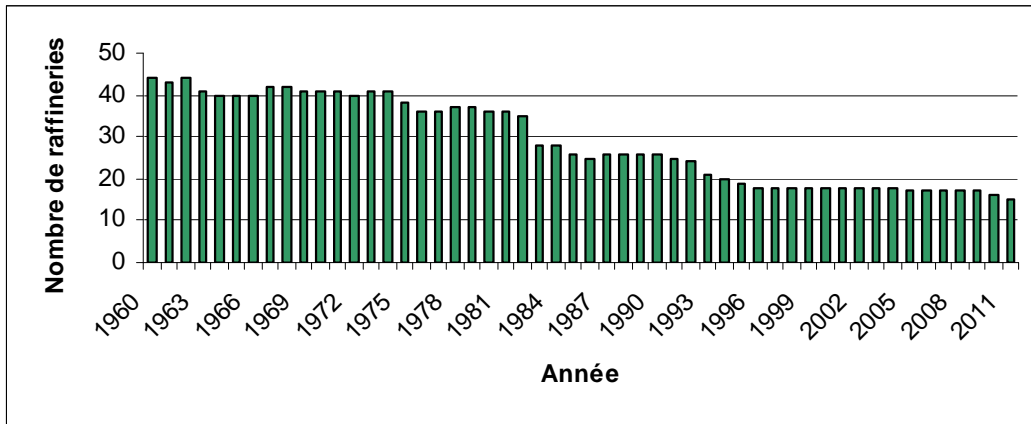
41 *Ibid.*

42 Ressources naturelles Canada, document présenté au Comité, 31 janvier 2012.

43 Mark Corey, sous-ministre adjoint, Secteur énergétique, ministère des Ressources naturelles, *Témoignages*, 31 janvier 2012.

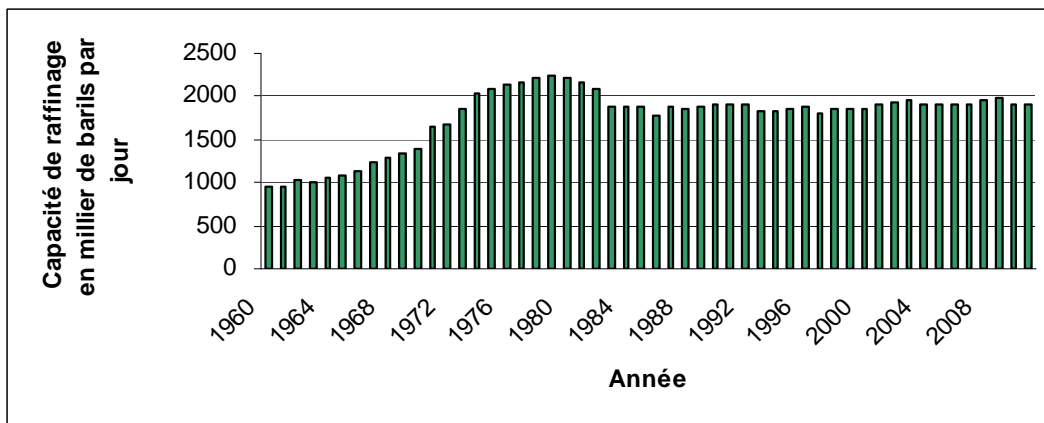
44 Michael Ervin, vice-président et directeur des services de consultation, MJ Ervin and Associates, The Kent Group, *Témoignages*, 2 février 2012.

Figure 6 : Nombre de raffineries au Canada (1960-2011)



Source : Ressources naturelles Canada, document présenté au Comité, 31 janvier 2012.

Figure 7 : Capacité de raffinage du Canada (1960-2011)



Source : Ressources naturelles Canada, document présenté au Comité, 31 janvier 2012.

TENDANCES D'UN MARCHÉ ÉMERGENT : OCCASIONS À SAISIR ET DÉFIS

A. Pétrole brut

L'augmentation de la demande mondiale de pétrole brut, surtout dans les économies émergentes, devrait accroître les occasions d'exportation pour le secteur pétrolier canadien en amont⁴⁵. D'après le professeur Jack Mintz, du fait que les

45 Peter Boag, président, Institut canadien des produits pétroliers, *Témoignages*, 31 janvier 2012.

exportations canadiennes de brut dépendent largement des marchés américains, la diversification des marchés accroîtrait l'influence du Canada en tant qu'exportateur, en ce qui concerne notamment les négociations avec les États-Unis — un vaste marché énergétique qui jouit de pouvoirs de négociation considérables⁴⁶. L'amélioration de l'infrastructure pipelinière pourrait permettre d'atteindre deux principaux objectifs : 1) accroître le potentiel d'exportation de pétrole brut canadien vers les marchés émergents d'outre-mer et 2) améliorer l'efficacité des marchés d'exportation en Amérique du Nord.

Les deux formules le plus communément utilisées pour établir le prix du brut sont le prix du West Texas Intermediate (WTI), c'est-à-dire le prix affiché à Cushing, en Oklahoma, et le prix du Brent (considéré comme le cours mondial), c'est-à-dire le prix de la Mer du Nord. Ces dernières années, le prix du Brent a été en général plus élevé que celui du WTI, la différence ayant grimpé jusqu'à 25 \$ le baril à un moment donné (le 31 janvier 2012, elle était de 13 \$ le baril, mais elle est passée récemment à 9 \$ le baril). D'après Mark Corey, une fois le pétrole sur la côte, « les deux prix correspondent un peu plus⁴⁷ ». En d'autres termes, sur les marchés nord-américains actuels du pétrole brut, le brut maritime a une valeur plus élevée que le brut terrestre.

Le professeur Michal Moore a dit au Comité qu'un certain nombre de réseaux pipeliniers en Amérique du Nord dépendent d'un transport auxiliaire par rail, barge ou camion pour l'acheminement du pétrole brut vers des installations de raffinage ou des ports de mer, ce qui fait augmenter le coût total de la distribution du pétrole. Par exemple, il a indiqué que « sur le marché de Houston, les producteurs perdent environ 10 \$ le baril ». De même, « sur le marché californien, où les réserves de pétrole brut lourd sont en déclin, on perd encore plus, jusqu'à concurrence de 13 \$ le baril, selon les conditions⁴⁸ ». Brenda Kenny, présidente et chef de la direction de l'Association canadienne de pipelines d'énergie (CEPA), a dit « qu'il y avait à l'heure actuelle une certaine distorsion des marchés en Amérique du Nord. Au total, selon les chiffres, cette distorsion peut coûter au Canada une somme variant entre 14 et 18 milliards de dollars par année. Cela s'ajoute aux recettes fiscales perdues, au réinvestissement moindre au Canada et aux rendements plus faibles pour tous les actionnaires, dont un grand nombre sont des retraités⁴⁹. »

Selon le professeur Jack Mintz, il est important au Canada « de ne pas être trop dépendants d'un seul marché et, en conséquence, il y a une certaine valeur rattachée à

46 Jack Mintz, professeur, titulaire de la Chaire Palmer en politique publique, School of Public Policy, Université de Calgary, à titre personnel, *Témoignages*, 7 février 2012.

47 Mark Corey, sous-ministre adjoint, Secteur énergétique, ministère des Ressources naturelles, *Témoignages*, 31 janvier 2012.

48 Michal Moore, professeur, School of Public Policy et membre permanent du corps professoral de l'ISEE, Université de Calgary, à titre personnel, *Témoignages*, 7 février 2012.

49 Brenda Kenny, présidente et chef de la direction, Association canadienne de pipelines d'énergie, *Témoignages*, 7 février 2012.

la diversification⁵⁰ ». Mark Corey a pour sa part dit au Comité que « d'un point de vue stratégique, il serait bon que nous diversifions notre marché, afin d'obtenir le meilleur prix possible pour notre pétrole brut⁵¹ ». Le professeur Michal Moore a indiqué que l'écart de prix qu'il est possible de récupérer en améliorant la valeur de nos exportations « représente plusieurs centaines de milliards de dollars, une somme dont dispose le gouvernement sur une période de 20 à 30 ans ». Il a ajouté :

« Il s'agit de pouvoir établir les prix en fonction de l'accès aux ports. C'est important de faire une différence entre l'endroit où vos produits sont expédiés et l'endroit où leur prix est établi. À l'heure actuelle, les opposants au pipeline de Keystone, qui se trouvent dans divers secteurs aux États-Unis, prétendent que tout ce que nous essayons de faire, c'est d'exporter vers les marchés étrangers. [...] Là où nous avons un avantage, c'est sur la côte du golfe du Mexique, où nos produits peuvent être traités, puis transformés en essence et en d'autres distillats, et distribués sur le marché américain. Lorsque nous pourrions faire cela, nous obtiendrions un prix mondial plus élevé, ce qui se traduira directement par des recettes fiscales et des redevances qui seront importantes pour chaque province canadienne⁵². »

De plus, le professeur Mintz a indiqué qu'il y a des avantages économiques et politiques à expédier du pétrole que ce soit en Californie ou en Asie :

« Cela augmente potentiellement le PIB du Canada, si je me souviens bien, d'un point de pourcentage au cours des prochaines années, si nous exportons soit en Asie, soit en Californie, en partie parce que nous pouvons établir un meilleur prix pour notre produit. Et cela arrivera si nous supposons que nous pouvons également faire face au problème d'inventaire à Cushing, où le pétrole doit être expédié à un coût élevé jusque sur la côte du golfe. Il s'agit de construire plus de pipelines, et nous voyons une élimination de la différence entre le prix international et le prix du pétrole brut West Texas Intermediate, ce qui sera un gain important pour le Canada également⁵³. »

Selon le professeur Mintz, le choix du mode et du lieu d'exportation du pétrole brut a tout à voir avec les « avantages économiques des différentes options » et « il reste très avantageux de vendre le produit aux États-Unis, en particulier dans la région du golfe du Mexique ». Il a souligné le rôle déterminant que jouent les coûts du transport dans l'économie des exportations de pétrole brut⁵⁴. Même si la capacité de certains oléoducs a augmenté ces dernières années, au dire de l'ONE, la capacité

50 Jack Mintz, professeur, titulaire de la Chaire Palmer en politique publique, School of Public Policy, Université de Calgary, à titre personnel, *Témoignages*, 7 février 2012.

51 Mark Corey, sous-ministre adjoint, Secteur énergétique, ministère des Ressources naturelles, *Témoignages*, 31 janvier 2012.

52 Michal Moore, professeur. School of Public Policy et membre permanent du corps professoral de l'ISEE, Université de Calgary, à titre personnel, *Témoignages*, 7 février 2012.

53 Jack Jack Mintz, professeur, titulaire de la Chaire Palmer en politique publique, School of Public Policy, Université de Calgary, à titre personnel, *Témoignages*, 7 février 2012.

54 *Ibid.*

pipelinère d'exportation au Canada est limitée dans l'ensemble et « le réseau offre peu de flexibilité⁵⁵ ».

Les projets de pipeline suivants pourraient améliorer l'accès du pétrole brut du bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada aux marchés internationaux :

- L'oléoduc Keystone XL, qui acheminerait le pétrole des sables bitumineux du Canada à la côte du Golfe des États-Unis. Le pipeline Keystone peut actuellement transporter du pétrole brut canadien jusqu'à Cushing, en Oklahoma. En ajoutant des tronçons de Hardisty, en Alberta, à Steele City, au Nebraska, et de Cushing à Houston, au Texas, le projet améliorerait l'accès du pétrole brut canadien à la côte du Golfe des États-Unis et éliminerait une partie des coûts du transport associés à l'expédition des produits de Cushing jusque dans le sud du Texas (p. ex. par camion). Une réduction de ces coûts pourrait aussi permettre au Canada d'établir un meilleur prix pour les ventes de pétrole brut sur la côte du Golfe⁵⁶. Selon Christopher Smillie, le projet Keystone XL entraînerait la création de 3 000 à 3 500 emplois environ dans la construction au Canada (entre Hardisty et la frontière américaine) pour trois saisons, et de 20 000 emplois dans la construction aux États-Unis. M. Smillie a ajouté que le projet générerait aussi des « centaines de milliers » d'emplois et « ajouterait des milliards de dollars au PIB » en raison des retombées subséquentes de l'exploitation des sables bitumineux⁵⁷.
- L'oléoduc Northern Gateway, qui relierait les sables bitumineux du Canada aux marchés de l'Asie en passant par Kitimat, en Colombie-Britannique. Selon Christopher Smillie, le projet diversifierait les marchés d'exportation du pétrole brut du Canada et offrirait un large éventail de possibilités d'emploi, y compris (d'après des estimations initiales) quelque 2 700 emplois dans la construction pendant trois saisons⁵⁸. De plus, le professeur Mintz a dit au Comité que l'expédition de pétrole brut en Asie pourrait faire augmenter le PIB du Canada d'environ un point de

55 Office national de l'énergie, *État actuel et futur des oléoducs et gazoducs et capacité de raffinage au Canada*, document de suivi présenté au Comité le 16 février 2012.

56 Jack Mintz, professeur, titulaire de la Chaire Palmer en politique publique, School of Public Policy, Université de Calgary, à titre personnel, *Témoignages*, 7 février 2012; Peter Boag, président, Institut canadien des produits pétroliers, *Témoignages*, 31 janvier 2012.

57 Christopher Smillie, conseiller principal, Relations gouvernementales, Département des métiers de la construction, Bureau canadien du Département des métiers de la construction de la Fédération américaine du travail (AFL-CIO), *Témoignages*, 7 février 2012.

58 *Ibid.*

pourcentage au cours des prochaines années⁵⁹. Le projet fait actuellement l'objet d'une étude qui a été confiée à un groupe mixte d'experts de l'ONE et de l'Agence canadienne d'évaluation environnementale (ACEE).

- La Trans Mountain Expansion (TMX) de Kinder Morgan, qui a pour objet d'accroître la capacité d'acheminement vers la côte Ouest. Le 20 octobre 2011, Kinder Morgan's Trans Mountain Pipeline Limited Partnership a annoncé le lancement d'un appel de soumissions pour la prochaine phase d'expansion prévue du TMX. Selon le site Web public de Kinder Morgan⁶⁰, « selon les résultats de l'appel de soumissions, [l'expansion prévue] devrait inclure des installations permettant d'achever le bouclage des oléoducs d'Alberta et de Colombie-Britannique, des postes de pompage, des réservoirs à Edmonton et Burnaby, ainsi que l'agrandissement du terminal portuaire de Westridge pour une mise en service prévue au début de 2017 ». La capacité de l'oléoduc, long de 1 150 km, est actuellement de 300 000 barils par jour⁶¹.

L'opposition aux projets de pipeline vient en partie de groupes environnementaux du Canada et des États-Unis. Vivian Krause laisse entendre que certains de ces groupes auraient reçu de fondations américaines des millions de dollars qui « visaient expressément des campagnes ciblant l'industrie canadienne du pétrole et du gaz⁶² ». Différents groupes autochtones ont exprimé leur soutien ou leur opposition aux projets d'oléoducs et de gazoducs.

Selon Michael Ervin, même si les projets de pipeline Keystone XL et Northern Gateway sont importants pour assurer la croissance continue dans l'industrie en amont au Canada, notamment les sables bitumineux, ils réduiraient la compétitivité des raffineries canadiennes qui traitent actuellement le pétrole brut de l'Ouest du Canada⁶³. En outre, Joseph Gargiso, vice-président administratif du Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier, a dit au Comité (au sujet des estimations de l'économiste Michael McCracken) que « pour chaque tranche de 400 000 barils de bitume brut exporté pour être transformé et raffiné à l'étranger, le Canada perd

59 Jack Mintz, professeur, titulaire de la Chaire Palmer en politique publique, School of Public Policy, Université de Calgary, à titre personnel, *Témoignages*, 7 février 2012.

60 http://www.kindermorgan.com/business/canada/tmx_openseason.cfm.

61 Kinder Morgan, *Trans Mountain Pipeline Open Season*, http://www.kindermorgan.com/business/canada/tmx_openseason.cfm. [Traduction].

62 Vivian Krause, à titre personnel, *Témoignages*, 9 février 2012.

63 Michael Ervin, vice-président et directeur des services de consultation, MJ Ervin and Associates, The Kent Group, *Témoignages*, 2 février 2012.

18 000 emplois [...] bien rémunérés », sans compter les emplois perdus dans les activités en aval, notamment dans la fabrication⁶⁴.

Joseph Gargiso est d'avis que la sécurité énergétique du Canada pourrait être compromise par l'exportation de grandes quantités de pétrole brut canadien destiné au traitement à l'étranger. De plus, le professeur Larry Hughes s'est dit préoccupé par l'impact que des perturbations dans les approvisionnements étrangers pourraient avoir sur la disponibilité et l'abordabilité des produits pétroliers, surtout dans les provinces de l'Atlantique⁶⁵. Les provinces de l'Atlantique et le Québec importent environ 83 % et 86,5 % respectivement de leur pétrole de pays étrangers, dont certains ont atteint leur pic de production (p. ex., le Royaume-Uni, la Norvège, la Russie et le Venezuela) ou sont situés dans des régions aux prises avec des conflits politiques (p. ex., l'Arabie saoudite, l'Iraq, le Nigeria et l'Angola)⁶⁶. Selon M. Gargiso, le Canada pourrait être vulnérable à une interruption de l'approvisionnement en pétrole du Moyen-Orient puisqu'il dépend de cette région et « importe des produits raffinés de pays [européens] qui dépendent eux-mêmes du Moyen-Orient ». Si le surplus actuel de production de carburant de l'Europe disparaissait, les exportations européennes de carburant vers le Canada pourraient diminuer⁶⁷. Par ailleurs, M. Ervin a dit au Comité qu'advenant une pénurie énergétique, il y a suffisamment de mesures de protection en place en Amérique du Nord, dont la réserve stratégique de pétrole des États-Unis qui pourrait leur permettre un approvisionnement pendant plusieurs mois. « Compte tenu du contexte nord-américain et des dispositions de l'ALENA, cette seule réserve nous procure une certaine sécurité⁶⁸. » Qui plus est, John Quinn a affirmé que le Canada disposait d'un approvisionnement sûr en énergie⁶⁹.

Pour atténuer les inquiétudes en matière de sécurité énergétique découlant de la dépendance accrue du Canada à l'égard du pétrole étranger, certains témoins ont

64 Joseph Gargiso, vice-président administratif, Québec, Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier, *Témoignages*, 2 février 2012.

65 Larry Hughes, professeur, génie électrique et informatique, Université Dalhousie, à titre personnel, *Témoignages*, 7 février 2012.

66 Joseph Gargiso, vice-président administratif, Québec, Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier, *Témoignages*, 2 février 2012; Larry Hughes, professeur, génie électrique et informatique, Université Dalhousie, à titre personnel, *Témoignages*, 7 février 2012.

67 *Ibid.*

68 Michael Ervin, vice-président et directeur des services de consultation, MJ Ervin and Associates, The Kent Group, *Témoignages*, 2 février 2012.

69 John Quinn, directeur général, Intégration et planification, raffinage et marketing, Suncor Energy inc., *Témoignages*, 2 février 2012.

appuyé le projet d'Enbridge d'inverser la canalisation 9⁷⁰ entre Sarnia et Montréal. L'inversion permettrait de transporter du pétrole brut du bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada dans l'Est du Canada (et possiblement le Canada atlantique), et peut-être même de desservir la Nouvelle-Angleterre, en passant par Portland, dans le Maine⁷¹. Le professeur Larry Hughes a indiqué au Comité qu'il serait possible d'acheminer du pétrole brut de Montréal au Canada atlantique en utilisant l'oléoduc Montréal-Portland (qu'il faudrait aussi inverser), pour ensuite l'expédier par pétrolier aux trois raffineries du Canada atlantique. Une autre option, plus coûteuse, consisterait à l'expédier par pétrolier de Montréal au Canada atlantique directement⁷². D'après Joseph Gargiso, l'inversion de la canalisation 9 d'Enbridge pourrait réduire de 20 % à 25 % la dépendance de l'Est du Canada à l'égard du pétrole étranger⁷³. En outre, John Quinn, directeur général, Intégration et planification, raffinage et marketing à Suncor Energy inc., a indiqué que l'inversion pourrait « favoriser des investissements à Montréal pour permettre à la raffinerie [de Suncor] de s'adapter de façon plus complète à ces bruts [de l'Ouest] » et que cette mesure « aidera à assurer la flexibilité, la performance et la viabilité à long terme de cette raffinerie⁷⁴ ». M. Quinn a ajouté que la raffinerie de Suncor a la capacité de traiter certains bruts de l'Ouest, mais qu'« aucun pipeline ne permet de le faire de façon rentable⁷⁵ ».

Recommandation 1

Pour maximiser la compétitivité de la production de pétrole brut au Canada, le Comité recommande que le gouvernement du Canada adopte un processus de réglementation simplifié et fixe notamment des échéanciers qui fassent en sorte que ce processus soit équitable, indépendant et scientifique tout en tenant compte du point de vue des collectivités locales et de l'industrie et en s'acquittant de l'obligation de consulter les groupes autochtones. Le processus de réglementation rationalisé devrait faire l'objet d'une harmonisation entre les

70 En 2011, Enbridge a proposé d'inverser le sens d'écoulement de la canalisation 9 entre Sarnia et Montréal pour acheminer du pétrole brut de l'Ouest dans l'Est du Canada. Selon Brenda Kenny (*Témoignages*, 7 février 2012), la ligne 9 originale a été construite dans les années 1970 pour atténuer les inquiétudes au sujet de la sécurité énergétique de l'est du Canada, y compris la menace d'un embargo de l'OPEP. Dans les années 1990, la menace politique du Moyen-Orient s'était dissipée et les importations de pétrole par le biais des ports de l'est sont devenues plus fiables et plus abordables « de sorte que le marché a dicté une inversion de l'écoulement du pipeline, de Montréal vers Sarnia ».

71 Mark Corey, sous-ministre adjoint, Secteur énergétique, ministère des Ressources naturelles, *Témoignages*, 31 janvier 2012.

72 Larry Hughes, professeur, génie électrique et informatique, Université Dalhousie, à titre personnel, *Témoignages*, 7 février 2012.

73 Joseph Gargiso, vice-président administratif, Québec, Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier, *Témoignages*, 2 février 2012.

74 John Quinn, directeur général, Intégration et planification, raffinage et marketing, Suncor Energy inc., *Témoignages*, 2 février 2012.

75 *Ibid.*

gouvernements provinciaux, territoriaux et fédéral, ne devrait pas réduire l'accès actuel du public au processus d'examen et devrait assurer une gérance exemplaire de l'environnement.

Recommandation 2

Étant donné les témoignages entendus au sujet de la canalisation 9 d'Enbridge, le Comité recommande que la fonction de l'Office national de l'Énergie soit réexaminée et que l'ONE procède à un examen interne de ses processus d'approbation pour s'assurer que les décisions en matière de pipelines touchant l'infrastructure existante soient prises en temps opportun. Ces examens doivent être transparents et publics, et faire appel à un large éventail d'intervenants.

Recommandation 3

Le Comité recommande que le gouvernement du Canada reconnaisse l'importance du réseau de pipelines au Canada, car les données disponibles indiquent que c'est le moyen de transport du pétrole, du gaz et d'autres hydrocarbures le plus sûr et le plus efficient.

B. Produits pétroliers raffinés

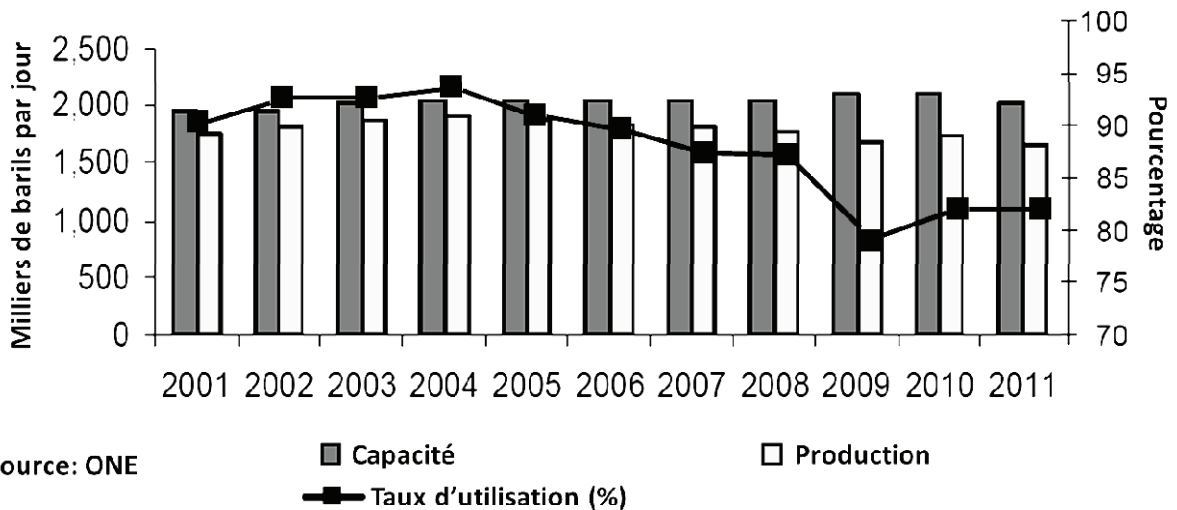
Les perspectives du secteur du raffinage au Canada paraissent incertaines d'après certains témoins, à en juger surtout par les baisses récentes et prévues de la demande d'essence en Amérique du Nord, qui représente environ 40 % de la production continentale de produits pétroliers⁷⁶. Depuis la récession de 2008, les raffineries canadiennes ont une capacité excédentaire relativement élevée, les taux d'utilisation des raffineries se situant en moyenne à 80 % en Ontario et dans l'Ouest du Canada et à 84 % dans le Canada atlantique et au Québec⁷⁷. (Pour être rentables, les raffineries doivent avoir un taux d'utilisation supérieur à 90 %⁷⁸.) La figure 8 montre la capacité de raffinage, la production et les taux d'utilisation moyens entre 2001 et 2011.

76 Michael Ervin, vice-président et directeur des services de consultation, MJ Ervin and Associates, The Kent Group, *Témoignages*, 2 février 2012.

77 Ressources naturelles Canada, document présenté au Comité, 31 janvier 2012.

78 Institut canadien des produits pétroliers, document présenté au Comité, 31 janvier 2012.

Figure 8 : Capacité, production et taux d'utilisation des raffineries au Canada, 2001-2011



Source : Institut canadien des produits pétroliers, document présenté au Comité le 31 janvier 2012.

Le secteur du raffinage devra relever les défis économiques suivants, au dire de certains témoins entendus par le Comité :

- Le raffinage est un secteur hautement capitalistique. D'après l'Institut canadien des produits pétroliers (ICPP) : « 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 des initiatives d'augmentation de la capacité et d'amélioration continue pour rehausser l'efficacité opérationnelle, permettre le raffinage de bruts plus lourds et améliorer le bilan environnemental⁷⁹. » La construction d'une nouvelle raffinerie pourrait coûter de 5 à 10 milliards de dollars⁸⁰. En outre, d'après Carol Montreuil, vice-président de l'ICPP, il faut 40 ans après la construction d'une raffinerie pour obtenir un rendement du capital investi de l'ordre de 8 à 10 %⁸¹.

79 *Ibid.*

80 Ressources naturelles Canada, document présenté au Comité, 31 janvier 2012.

81 Carol Montreuil, vice-président, Institut canadien des produits pétroliers, *Témoignages*, 31 janvier 2012.

- L'économie du raffinage favorise généralement les marchés locaux⁸². D'après Ressources naturelles Canada (RNCan), le transport des produits raffinés sur de longues distances et par des pipelines servant au transport de différents produits peut accroître la teneur en soufre et faire en sorte qu'il faille procéder à un traitement correctif très coûteux à destination. De plus, les produits pétroliers doivent être adaptés aux conditions climatiques et aux exigences réglementaires de l'endroit où ils sont utilisés⁸³. Peter Boag a dit au Comité que les produits raffinés transportés sur de longues distances doivent souvent être raffinés de nouveau pour convenir à l'utilisation qui en sera faite⁸⁴.

- Les raffineries canadiennes, qui sont petites en regard des normes internationales, font face à une concurrence accrue de la part des plus grosses raffineries (existantes et en construction) des économies émergentes qui ciblent de plus en plus le marché des produits raffinés de l'Amérique du Nord⁸⁵. Selon Peter Boag, les économies d'échelle des plus grandes raffineries étrangères et l'accès au transport océanique atténuent les obstacles économiques au transport des produits finis sur de longues distances, ce qui ne semble pas être le cas au Canada. Par exemple, en Inde, une raffinerie a une capacité égale à 60 % de toute la capacité canadienne de raffinage⁸⁶. Michael Ervin a indiqué au Comité que l'expansion de la capacité de raffinage dans les économies émergentes, combinée à un excédent de la capacité de raffinage en Amérique du Nord et en Europe, mènera vraisemblablement à une baisse de la rentabilité des raffineries canadiennes dans un avenir prévisible⁸⁷. De plus petites raffineries, telles que celle de Chevron, à Burnaby, en Colombie-Britannique, risquent aussi de fermer leurs portes si elles sont aux prises avec des problèmes de charge d'alimentation. Selon Joseph Gargiso, « [en] mars prochain, [cette raffinerie] réduira sa production de 20 000 barils [...] [parce] que l'Office national de l'énergie a donné la permission à l'exploitant du gazoduc [...] de mettre le pétrole aux enchères. Alors elle s'est fait damer le pion par un plus offrant⁸⁸ ».

82 Peter Boag, président, Institut canadien des produits pétroliers, *Témoignages*, 31 janvier 2012.

83 Ressources naturelles Canada, document présenté au Comité, 31 janvier 2012.

84 Peter Boag, président, Institut canadien des produits pétroliers, *Témoignages*, 31 janvier 2012.

85 *Ibid.*

86 *Ibid.*

87 Michael Ervin, vice-président et directeur des services de consultation, MJ Ervin and Associates, The Kent Group, *Témoignages*, 2 février 2012.

88 Joseph Gargiso, vice-président administratif, Québec, Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier, *Témoignages*, 2 février 2012.

- Parmi les autres défis économiques que doit relever le secteur du raffinage, on citera les coûts associés à l'infrastructure de distribution du pétrole et l'écart existant entre le prix du pétrole brut de l'Ouest canadien et celui d'autres sources d'approvisionnement qui est généralement vendu au cours du Brent.

La production et les ventes intérieures de produits pétroliers raffinés varient selon la région au Canada (figure 9), d'où des défis différents pour ce qui est des changements dans le secteur du raffinage. Selon Keith Newman, directeur de la recherche au Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier, de récentes fermetures de raffineries ont amené l'Est du Canada à dépendre de fournisseurs étrangers de produits pétroliers, notamment l'essence, ce qui rend la région plus vulnérable aux perturbations inattendues dans les approvisionnements étrangers ou intérieurs. La fermeture par Petro-Canada de la raffinerie d'Oakville en 2005 a entraîné une baisse d'environ 20 % de la production de produits raffinés en Ontario (l'équivalent de cinq millions de mètres cubes par année), de sorte que la province doit « compter sur les surplus de production du Québec et de pays étrangers⁸⁹ ». En 2007, le sud de l'Ontario a connu une pénurie d'essence « pendant plusieurs semaines » à la suite d'un incendie survenu à la raffinerie d'Imperial Oil à Nanticoke près de Hamilton. Durant cette pénurie, 135 stations d'essence ont été fermées⁹⁰, et le prix de l'essence a grimpé de 10 à 15 cents le litre. « On savait très bien que l'offre limitée dans la province était la principale cause de la pénurie⁹¹ », a dit M. Newman. Or, depuis la fermeture en 2010 de la raffinerie de Shell Canada à Montréal, le Québec est « à peine autosuffisant », ce qui fait que le Québec et l'Ontario sont dépendants de fournisseurs étrangers⁹². Durant l'été 2011, la région du Grand Toronto, Sarnia et London se sont trouvées aux prises avec des pénuries parce que des travaux d'entretien de routine ont duré plus longtemps que prévu à la raffinerie de Shell à Sarnia⁹³.

Cependant, Michael Ervin a déclaré qu'affirmer que la construction de nouvelles raffineries au Canada ferait baisser le prix de l'essence en gros et à la pompe au profit des consommateurs canadiens relève de la spéculation. Il a souligné qu'« [il] faut [...] comprendre que les raffineries canadiennes sont indissociables du grand système nord-

89 Keith Newman, directeur de la recherche, Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier, *Témoignages*, 2 février 2012.

90 Selon Keith Newman, Imperial Oil a dû fermer près de 100 stations d'essence (le quart de tous ses points de service), Petro-Canada en a fermé 30 et en a soumis 80 autres à un rationnement tandis que Shell Canada a dû en fermer 5.

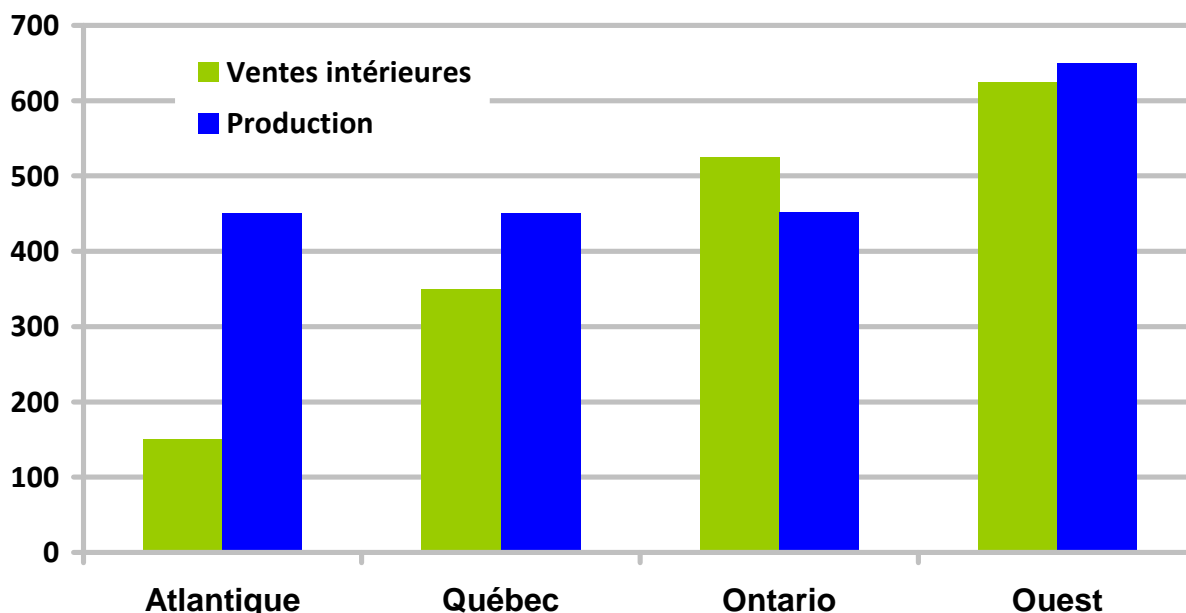
91 Keith Newman, directeur de la recherche, Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier, *Témoignages*, 2 février 2012.

92 *Ibid.*

93 Joseph Gargiso, vice-président administratif, Québec, Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier, *Témoignages*, 2 février 2012.

américain et que la baisse du prix de gros au Canada attirerait rapidement les grossistes américains, ce qui ferait remonter le prix tôt ou tard chez nous⁹⁴ ».

Figure 9 : Production des raffineries et ventes intérieures (milliers b/j)



Source : Institut canadien des produits pétroliers, document présenté au Comité le 31 janvier 2012.

De récentes fermetures d'usine ont entraîné des pertes d'emplois, surtout en Ontario et au Québec. En 2005, la fermeture de la raffinerie de Petro-Canada à Oakville s'est soldée par la perte de 350 emplois directs et de « milliers d'emplois additionnels [...] chez les entrepreneurs et les fournisseurs⁹⁵ ». De plus, Keith Newman a dit au Comité que la fermeture en 2010 de la raffinerie de Shell Canada à Montréal avait entraîné la perte d'au moins 2 000 emplois, selon les estimations de l'Institut de la statistique du Québec⁹⁶. À partir d'estimations du Conference Board du Canada⁹⁷, le Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier a calculé que, sur une période de cinq ans, la fermeture des raffineries d'Oakville et de Montréal a entraîné la

94 Michael Ervin, vice-président et directeur des services de consultation, MJ Ervin and Associates, The Kent Group, *Témoignages*, 2 février 2012.

95 Keith Newman, directeur de la recherche, Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier, *Témoignages*, 2 février 2012.

96 Keith Newman, directeur de la recherche, Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier, *Témoignages*, 2 février 2012.

97 Selon Keith Newman (*Témoignages*, 2 février 2012), dans un rapport publié en 2011, le Conference Board du Canada estimait que la disparition de 10 % de la capacité de raffinage au Canada entraînerait « une perte de 38 300 années-personnes de travail, une baisse de 4 milliards de dollars du PIB cumulatif et une perte de 508 millions de dollars en impôts provinciaux et fédéraux ».

perte d'environ 25 000 années-personnes d'emploi direct, indirect et induit, de 2,6 milliards du PIB et de 330 millions de dollars en recettes fiscales fédérales et provinciales⁹⁸.

Compte tenu des divers défis économiques et sociaux décrits ci-dessus, les perspectives de l'industrie canadienne du raffinage demeurent incertaines. Des représentants de l'industrie se sont montrés sceptiques quant à la faisabilité de nouvelles expansions des raffineries canadiennes. Par exemple, John Quinn a indiqué que Suncor continuera à exploiter ses raffineries « tant qu'elles seront concurrentielles et rentables », mais que le surplus actuel de la capacité de raffinage en Amérique du Nord, combiné à la demande en baisse de produits pétroliers, « n'est pas très propice à l'expansion de la capacité de raffinage nationale⁹⁹ ». Selon Peter Boag, « 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 ». M. Boag a souligné l'importance de « laisser agir la concurrence », ajoutant que « [les] Canadiens profitent des prix de l'essence les plus bas au monde et [exercent leurs] activités dans un cadre concurrentiel. Nous pensons que le régime de concurrence fonctionne bien. » Par ailleurs, M. Boag a fait valoir la nécessité, si la conjoncture économique est propice, de continuer à investir dans l'infrastructure de raffinage existante (p. ex. pour améliorer l'efficacité ou le rendement environnemental) pour que le secteur canadien du raffinage demeure compétitif¹⁰⁰.

C. Gaz naturel

On s'attend à ce que la demande de carburant en Amérique du Nord s'éloigne des combustibles liquides pour privilégier les énergies de remplacement, y compris le gaz naturel¹⁰¹. En outre, de généreuses ressources en gaz naturel non classique en Amérique du Nord pourraient vraisemblablement jouer un rôle critique sur les futurs

98 Keith Newman, Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier, *Témoignages*, 2 février 2012.

99 John Quinn, directeur général, Intégration et planification, raffinage et marketing, Suncor Energy inc., *Témoignages*, 2 février 2012.

100 Peter Boag, président, Institut canadien des produits pétroliers, *Témoignages*, 31 janvier 2012.

101 Michal Moore, professeur. School of Public Policy et membre permanent du corps professoral de l'ISEE, Université de Calgary, à titre personnel, *Témoignages*, 7 février 2012.

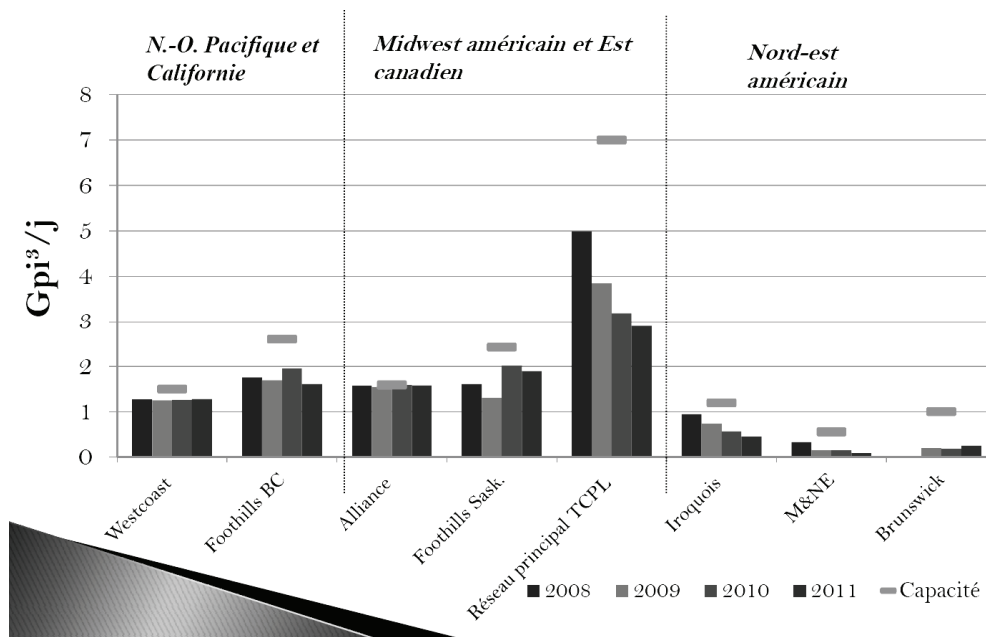
marchés énergétiques¹⁰². Selon l'ONE, il y a eu un certain nombre de changements dans les débits des gazoducs au cours des dernières années (figure 10)¹⁰³ :

- « Le débit des gazoducs desservant le Nord-Est des États-Unis poursuit son déclin. Le gaz naturel canadien est supplanté par la production intérieure américaine, particulièrement par la production provenant de la zone de gaz de schistes de Marcellus et la livraison de gaz des Rocheuses transporté par le pipeline Rockies Express. »
- « Les livraisons de GNL à Canaport demeurent modérées et la production extracôtière en Nouvelle-Écosse diminue, ce qui explique les faibles débits du gazoduc Brunswick et de la canalisation de Maritimes & Northeast Pipeline. »
- « Le gaz naturel canadien est de plus en plus présent sur le marché du Midwest américain en raison des livraisons du pipeline Foothills Saskatchewan. Les marchés du Nord-Ouest demeurent stables pour le gaz canadien grâce aux exportations sur le réseau de Westcoast. »
- « Le débit du réseau Foothills BC a subi un déclin modéré en raison de la récente entrée en service de pipelines américains qui se disputent le marché californien. »

102 *Ibid.*

103 Office national de l'énergie, *État actuel et futur des oléoducs et gazoducs et capacité de raffinage au Canada*, document de suivi présenté au Comité le 16 février 2012.

Figure 10 : Débits moyens des principaux gazoducs



Source : Office national de l'énergie, *État actuel et futur des oléoducs et gazoducs et capacité de raffinage au Canada*, document de suivi présenté au Comité le 16 février 2012.

Le Canada atlantique est confronté à des défis concernant la disponibilité et l'abordabilité du gaz naturel, selon le professeur Larry Hughes. Environ 90 % du gaz naturel de cette région, dont la plus grande partie provient de la Nouvelle-Écosse, est exporté en Nouvelle-Angleterre, de sorte que les secteurs industriel, résidentiel, commercial et institutionnel dépendent des produits du pétrole, de l'électricité et de la biomasse pour les procédés industriels et le chauffage local¹⁰⁴. Comme il a été indiqué précédemment, 83 % du pétrole du Canada atlantique provient de pays étrangers qui ont atteint leur pic ou qui sont situés dans des régions aux prises avec des conflits politiques, ce qui sans doute compromet la sécurité énergétique de la région¹⁰⁵. Qui plus est, selon M. Hughes, le pourcentage moyen du revenu consacré à l'énergie par les ménages frise le seuil de la pauvreté énergétique (8 à 10 % du revenu), car il est de 6 % pour l'Île-du-Prince-Édouard et de plus de 5 % pour le reste des provinces de l'Atlantique¹⁰⁶. Le professeur Jack Mintz est d'avis que le gaz naturel pourrait s'avérer une énergie de remplacement importante pour l'avenir du Canada atlantique, surtout dans le secteur des services publics, ainsi que pour le chauffage et certains moyens de

104 Larry Hughes, professeur, génie électrique et informatique, Université Dalhousie, à titre personnel, *Témoignages*, 7 février 2012.

105 Joseph Gargiso, vice-président administratif, Québec, Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier, *Témoignages*, 2 février 2012; Larry Hughes, professeur, génie électrique et informatique, Université Dalhousie, à titre personnel, *Témoignages*, 7 février 2012.

106 Larry Hughes, professeur, génie électrique et informatique, Université Dalhousie, à titre personnel, *Témoignages*, 7 février 2012.

transport. Il a dit au Comité que les projets de développement du gaz de schiste au Nouveau-Brunswick pourraient avoir une grande incidence sur le développement des marchés de l'énergie dans la région de l'Atlantique¹⁰⁷.

Le Comité a entendu des témoignages au sujet des perspectives du projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie — un exemple de projet qui pourrait mieux préparer le Canada à la croissance prévue des marchés du gaz naturel en Amérique du Nord¹⁰⁸. Le projet consiste à acheminer le gaz naturel du delta du Mackenzie (Territoires du Nord-Ouest) vers les marchés du gaz naturel du sud avec une capacité initiale de 1,2 milliard de pieds cubes par jour, laquelle pourrait passer à 1,8 milliard de pieds cubes s'il y avait des stations de compression le long du gazoduc. Selon Robert Reid, président de Mackenzie Valley Aboriginal Pipeline LP, le projet de la vallée du Mackenzie générerait « plus de 100 milliards de dollars en PIB et plus de 10 milliards en recettes fiscales pour les gouvernements fédéral, provinciaux et territoriaux ». Par ailleurs, il devrait y avoir création, durant la phase de construction, de plus de 7 000 emplois dans les Territoires du Nord-Ouest (ou environ 30 000 années-personnes) et de plus de 140 000 emplois à l'échelle du Canada (ou environ 200 000 années-personnes). En outre, des marchés réservés d'une valeur d'un milliard de dollars ont été garantis le long du corridor aux entrepreneurs autochtones dans le cadre des ententes sur l'accès et les avantages. Selon un protocole d'entente conclu en juin 2011 par des groupes autochtones avec L'Impériale, ConocoPhillips, Shell et Exxon Mobil, ces groupes ont obtenu « le tiers des titres de participation dans le gazoduc de la vallée du Mackenzie. », ce qui représente « un modèle de participation harmonieuse des Autochtones à de grands projets ». M. Reid a aussi dit au Comité que le projet de gazoduc du Mackenzie entraînerait une réduction de 600 mégatonnes des émissions de gaz à effet de serre au Canada, si le gaz devait remplacer le charbon et le pétrole dans le secteur de la production d'énergie, qui devrait connaître une croissance de 40 % d'ici 2020¹⁰⁹.

Selon M. Reid, le projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie n'est pas faisable aux prix actuels du gaz. Par contre, l'augmentation de la demande de gaz naturel en Amérique du Nord devrait améliorer la viabilité économique du projet d'ici 2020. La Mackenzie Valley Aboriginal Pipeline LP négocie actuellement un accord fiscal avec le gouvernement du Canada pour réduire le coût en capital du projet¹¹⁰.

Le professeur Michal Moore a dit au Comité qu'une meilleure compréhension de la portée et de la structure des marchés émergents du gaz naturel en Amérique du Nord et une meilleure connaissance de l'infrastructure nécessaire pour appuyer ces

107 Jack Mintz, professeur, titulaire de la Chaire Palmer en politique publique, School of Public Policy, Université de Calgary, à titre personnel, *Témoignages*, 7 février 2012.

108 Robert Reid, président, Mackenzie Valley Aboriginal Pipeline LP, *Témoignages*, 9 février 2012.

109 *Ibid.*

110 *Ibid.*

marchés amélioreraient les perspectives d'avenir du secteur énergétique canadien¹¹¹. Il a dit également qu'un marché du gaz naturel en expansion favoriserait vraisemblablement un marché de l'électricité nécessitant une infrastructure et du matériel particuliers¹¹².

ALLER DE L'AVANT

Plusieurs témoins ont suggéré que le gouvernement pourrait vouloir adopter une stratégie énergétique qui aborde les enjeux économiques, sociaux, infrastructurels, réglementaires, environnementaux, et autres, qui sont aujourd'hui ceux du secteur canadien de l'énergie. Par exemple :

- Peter Boag a déclaré qu'« 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 en maximiser la valeur pour tous les Canadiens à l'échelle nationale¹¹³ ».
- Brenda Kenny a demandé à ce que soit élaboré un « cadre politique plus réfléchi et plus stratégique qui reconnaît l'interdépendance entre la sécurité énergétique, la prospérité et les emplois, la conservation de l'environnement et le bien-être social [et au cœur duquel on retrouve] un système réglementaire efficace axé sur des délais prévisibles, des décisions équilibrées fondées sur des faits et sur les occasions commerciales ». De plus, Brenda Kenny a suggéré que des corridors d'infrastructure ayant fait l'objet d'une évaluation préalable pourraient permettre des « décisions plus rapides¹¹⁴ ».
- Christopher Smillie a déclaré que la FAT-COI appuie « tout changement apporté au système qui vise à faciliter la réalisation de mégaprojets, mais pas aux dépens de la sécurité ou de l'examen environnemental. [...] Nous voulons quelque chose de juste, de simple et de rigoureux ». Il a ajouté

111 Michal Moore, professeur, School of Public Policy et membre permanent du corps professoral de l'ISEE, Université de Calgary, à titre personnel, *Témoignages*, 7 février 2012.

112 *Ibid.*

113 Peter Boag, président, Institut canadien des produits pétroliers, *Témoignages*, 31 janvier 2012.

114 Brenda Kenny, présidente et chef de la direction, Association canadienne de pipelines d'énergie, *Témoignages*, 7 février 2012.

« qu'aucune stratégie ne peut être mise en place sans que l'on envisage également une stratégie pour la main-d'œuvre¹¹⁵ ».

- John Quinn a déclaré au Comité que Suncor Energy « soutient fermement la stratégie énergétique nationale » et croit qu'une telle stratégie ne doit pas se limiter à la production d'énergie. « Nous devons examiner nos moyens de transport, l'aménagement des villes et la façon de construire les maisons¹¹⁶ ».
- Le professeur Larry Hughes a rappelé que le Canada est actuellement aussi bien un exportateur qu'un importateur d'énergie. « Nous devrions répondre au besoin de sécurité énergétique tant du point de vue de l'exportateur que de celui de l'importateur¹¹⁷ ».
- Enfin, le professeur Michal Moore a souligné que le Canada fait partie du continent nord-américain et que « lorsque nous parlons d'une stratégie énergétique nationale, nous parlons en réalité d'une stratégie énergétique nord-américaine¹¹⁸ ».

Les ministres de l'Énergie fédéral, provinciaux et territoriaux collaborent à un certain nombre de dossiers. Ainsi, en juillet 2011, les ministres de l'Énergie de tout le Canada ont convenu d'étudier ensemble un certain nombre de priorités du secteur énergétique telles que 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'électricité¹¹⁹.

Compte tenu des éléments d'information exposés dans le présent rapport, le Comité fait les recommandations suivantes :

-
- 115 Christopher Smillie, conseiller principal, Relations gouvernementales, Département des métiers de la construction, Bureau canadien de la Fédération américaine du travail et Congrès des organisations industrielles (FAT-COI), *Témoignages*, 7 février 2012.
- 116 John Quinn, directeur général, Intégration et planification, raffinage et marketing, Suncor Energy linc., *Témoignages*, 2 février 2012.
- 117 Larry Hughes, professeur, génie électrique et informatique, Université Dalhousie, à titre personnel, *Témoignages*, 7 février 2012.
- 118 Michal Moore, professeur, School of Public Policy et membre permanent du corps professoral de l'ISEE, Université de Calgary, à titre personnel, *Témoignages*, 7 février 2012.
- 119 Mark Corey, sous-ministre adjoint, Secteur énergétique, ministère des Ressources naturelles, *Témoignages*, 31 janvier 2012.

Recommandation 4

Le Comité recommande que le gouvernement du Canada s'engage à élargir et à diversifier les marchés pour les produits énergétiques canadiens.

Recommandation 5

Étant donné les répercussions du Programme énergétique national, le Comité recommande que le gouvernement du Canada continue d'appliquer au secteur du raffinage son approche axée sur le marché, tout en reconnaissant que ce secteur fonctionne comme un marché nord-américain.

Recommandation 6

Afin de maximiser la compétitivité des industries énergétiques du Canada, le Comité recommande que le gouvernement du Canada travaille avec les provinces et les territoires pour assurer que le climat d'investissement soit le meilleur possible, par l'intermédiaire de mesures telles des réductions d'impôt et une réforme réglementaire.

Recommandation 7

Le Comité recommande, en ce qui a trait à une stratégie énergétique, que le gouvernement du Canada coordonne ses efforts à ceux des provinces et des territoires, en tenant compte de leurs champs de compétences.

Recommandation 8

Étant donné l'importante quantité d'argent transférée aux provinces pour l'éducation postsecondaire et la formation, et les lacunes au niveau des compétences et des ressources humaines dans le secteur de l'énergie, le Comité recommande que le gouvernement du Canada prenne en considération la pénurie de main-d'œuvre qualifiée avec laquelle l'industrie énergétique doit composer, et la nécessité pour la main-d'œuvre de se déplacer efficacement d'un bout à l'autre du pays et à travers le marché nord-américain.

Recommandation 9

En raison de l'importante pénurie de main-d'œuvre prévue dans de nombreuses régions du Canada, et plus particulièrement dans le secteur de l'énergie, le Comité recommande que le gouvernement du Canada révise ses programmes d'immigration et change le système de points d'appréciation pour réaliser une meilleure correspondance entre

les compétences de ceux qui peuvent immigrer au Canada et les besoins du marché de l'emploi de notre pays, et qu'il envisage de permettre aux employeurs de jouer un plus grand rôle dans le cadre du système d'immigration.

ANNEXE A

LISTE DES TÉMOINS

Organisations et individus	Date	Réunion
<p>Institut canadien des produits pétroliers</p> <p>Peter Boag, président</p> <p>Carol Montreuil, vice-président</p> <p>Ministère des Ressources naturelles</p> <p>Mark Corey, sous-ministre adjoint Secteur énergétique</p> <p>Douglas Heath, directeur Division des sables bitumineux et de la sécurité énergétique Secteur énergétique</p> <p>Michael Rau, conseiller exécutif au sous-ministre adjoint Secteur énergétique</p> <p>À titre personnel</p> <p>Hossam A. Gabbar, professeur University of Ontario Institute of Technology</p>	2012/01/31	22
<p>Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier</p> <p>Joseph Gargiso, vice-président administratif Québec</p> <p>Keith Newman, directeur de la recherche</p> <p>Suncor Energy inc.</p> <p>John Quinn, directeur général Intégration et planification, raffinage et marketing</p> <p>The Kent Group</p> <p>Michael J. Ervin, vice-président, directeur des services de consultation MJ Ervin and Associates</p>	2012/02/02	23
<p>Département des métiers de la construction, FAT-COI, Bureau canadien</p> <p>Christopher Smillie, conseiller principal Relations gouvernementales</p> <p>Association canadienne de pipelines d'énergie</p> <p>Brenda Kenny, présidente et chef de la direction</p> <p>À titre personnel</p> <p>Larry Hughes, professeur Génie électrique et informatique, Université Dalhousie</p>	2012/02/07	24

ANNEXE A

LISTE DES TÉMOINS

Organisations et individus	Date	Réunion
<p>À titre personnel</p> <p>Jack Mintz, professeur, titulaire de la Chaire Palmer en politique publique School of Public Policy, Université de Calgary</p> <p>Michal Moore, professeur, School of Public Policy et membre permanent du corps professoral de l'ISEE, Université de Calgary</p>	2012/02/07	24
<p>Mackenzie Valley Aboriginal Pipeline LP</p> <p>Robert Reid, président</p> <p>Office national de l'énergie</p> <p>Gaétan Caron, président-directeur général</p> <p>Iain Colquhoun, ingénieur en chef</p> <p>Patrick Smyth, chef d'unité de travail Opérations</p> <p>À titre personnel</p> <p>Vivian Krause</p>	2012/02/09	25

ANNEXE B

LISTE DES MÉMOIRES

Organisations et individus

Association canadienne de pipelines d'énergie

Association canadienne des producteurs pétroliers

Gabbar, Hossam A.

Hughes, Larry

Institut canadien des produits pétroliers

Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier

PROCÈS-VERBAUX

Un exemplaire des procès-verbaux pertinents ([séances n^{os} 22, 23, 24, 25, 28, 29, 30, 31, 33 et 34](#)) est déposé.

Respectueusement soumis,

Le président,

Leon Benoit, député

Opposition officielle – Nouveau Parti démocratique du Canada

Rapport dissident concernant l'étude sur l'état actuel et futur des oléoducs et des gazoducs et la capacité de raffinage au Canada

Les membres néo-démocrates du comité sont encouragés par le fait que cette étude, suscitée par notre préoccupation relative au déclin de l'industrie canadienne du raffinage, ait attiré l'attention sur le besoin d'identifier et de comprendre plus clairement la variété des défis énergétiques auxquels sont confrontés les Canadiens. Nous sommes toutefois déçus par les recommandations que le rapport de la majorité propose, qui ne sont qu'une répétition de l'approche déséquilibrée du gouvernement en matière de gestion des ressources naturelles au Canada. Cette approche déstabilise l'équilibre économique que nous avons bâti depuis la Deuxième Guerre mondiale.

Bien que le rapport identifie un nombre important d'enjeux relatifs aux raffineries et aux oléoducs au Canada, quatre enjeux principaux n'ont pas été adéquatement abordés : (1) la nécessité d'avoir une stratégie énergétique adaptée aux besoins du Canada qui priorise les intérêts des Canadiens; (2) la protection des emplois de qualité et à valeur ajoutée dans le secteur du raffinage; (3) la nécessité d'assurer une sécurité énergétique viable partout au pays; et (4) l'importance du développement responsable et durable des ressources et un processus rigoureux d'évaluation environnementale.

Contexte de l'étude

En novembre 2011, les membres néo-démocrates du comité ont proposé au Comité permanent des ressources naturelles de se pencher sur *l'État actuel et futur des oléoducs, des gazoducs et de la capacité de raffinage au Canada*. Nous espérons qu'un tel rapport contribuerait à notre compréhension du développement rapide de notre secteur du pétrole et du gaz, en plus d'offrir une perspective générale de l'approvisionnement énergétique au Canada. Les quatre jours de témoignages d'experts ont soutenu notre opinion selon laquelle nous avons plus que jamais besoin d'une stratégie énergétique exhaustive et nous ont offert un excellent aperçu des solutions possibles en matière de politiques.

Malheureusement, ces témoignages sont largement ignorés dans le rapport de la majorité, qui en plus fait fi de la nécessité de développer une stratégie énergétique exhaustive. Les recommandations de la majorité traduisent une vision alarmante, celle du développement accéléré des ressources énergétiques, et ce, sans tenir compte des répercussions économiques, de l'application des contrôles environnementaux ou de l'internalisation des coûts environnementaux.

Ce rapport dissident se penche sur les recommandations de la majorité et présente une vision alternative du développement des ressources naturelles qui priorise les intérêts de la population canadienne.

Les recommandations finales proposées dans le rapport principal sont conçues dans l'optique de justifier l'approche actuelle du gouvernement conservateur dans le secteur du développement des ressources énergétiques. Les recommandations de la majorité illustrent une approche unidimensionnelle du développement des ressources naturelles qui priorise les profits de l'industrie du

pétrole. Or, nous croyons que les Canadiens s'attendent davantage à une sécurité énergétique et au développement durable des ressources naturelles de notre pays.

Cette approche des conservateurs exclut pratiquement toutes autres valeurs. Par exemple, l'approche des conservateurs privilégie l'exportation des ressources brutes à la création d'emplois à valeur ajoutée ici même au Canada et les acquisitions étrangères à la sécurité des ressources au pays. Une telle approche expose le Canada aux risques que comporte la propriété étrangère incontrôlée des ressources naturelles canadiennes. Elle fait également fi d'obligations internationales potentiellement périlleuses, comme la règle de proportionnalité de l'ALENA qui exige que le Canada exporte une quantité fixe de ressources naturelles dès le moment où les exportations en question sont amorcées.

Cette approche de développement à tout prix crée un conflit entre les Canadiens et dissimule les coûts environnementaux associés que devront assumer les générations futures. L'approche des conservateurs encourage l'exploitation et l'exportation des ressources naturelles brutes en retour de minimales retombées pour le Canada en plus de coûts environnementaux et sociaux importants qui devront être assumés par les Canadiens.

Une stratégie énergétique pour le Canada

Le Canada doit se doter d'une stratégie énergétique. Cette stratégie doit établir un plan pour développer nos importantes ressources naturelles afin d'assurer des retombées économiques maximales pour les Canadiens, d'aborder un grand nombre de défis énergétiques de longue date, en plus de garantir le bien-être environnemental et social des générations actuelles et futures. Le gouvernement conservateur refuse de développer une telle stratégie malgré la demande constante provenant des gouvernements provinciaux et territoriaux, de l'industrie et des citoyens.

La place qu'occupe l'énergie dans la vie des Canadiens, son importance pour notre économie, sans compter la complexité des facteurs à considérer, sont autant d'éléments qui mettent l'accent sur la nécessité de développer une stratégie énergétique pancanadienne. Une telle stratégie sous-tend l'élaboration de politiques dans divers domaines, notamment l'approvisionnement intérieur de ressources énergétiques renouvelables et non renouvelables et l'exportation de ressources non renouvelables. L'élaboration des politiques dans ces domaines doit s'attarder à l'équilibre qu'il est souhaitable d'atteindre entre les retombées potentielles et les répercussions économiques, sociales et environnementales.

Sous les politiques du gouvernement conservateur, des milliards de dollars en subventions directes et indirectes destinées à l'industrie du gaz et du pétrole ont causé l'augmentation artificielle de la valeur du dollar canadien. Des données portent à croire que 50 % des pertes d'emplois dans le secteur manufacturier sont imputables à l'inflation du dollar canadien, soit plus que la sous-traitance et la dernière récession. Les politiques déséquilibrées du gouvernement relatives au développement des ressources imposent un lourd fardeau à l'économie canadienne.

Les néo-démocrates croient que le gouvernement fédéral a un rôle à jouer dans le développement d'une stratégie exhaustive pour la sécurité énergétique à long terme de notre pays dans le cadre d'un

avenir moins pollué par le carbone, et ce, en consultation et en collaboration avec les gouvernements provinciaux, territoriaux et autochtones, les syndicats, les fournisseurs d'énergie, les organisations environnementales et les autres parties prenantes.

Une stratégie énergétique canadienne fructueuse doit respecter les principes fondamentaux de la durabilité économique, sociale et environnementale, y compris la mise en œuvre de la réglementation environnementale existante visant à internaliser les coûts environnementaux. Elle doit réduire la dépendance du Canada envers les sources non renouvelables en maximisant la conservation d'énergie et en renforçant le développement de sources d'énergie renouvelables. Elle doit également garantir l'exportation responsable des ressources et maximiser les retombées économiques du développement des ressources.

Contrairement à cette approche, le gouvernement a plutôt choisi de se concentrer presque exclusivement sur l'exportation de ressources énergétiques non renouvelables, ne prenant pratiquement pas en considération l'approvisionnement intérieur en termes de ressources énergétiques renouvelables et non renouvelables. Les conservateurs ne prêtent pas attention aux répercussions sociales et environnementales de la politique gouvernementale puisque leur approche est motivée par les intérêts commerciaux des principales entreprises du secteur énergétique.

Recommandation : Que le gouvernement devrait, dès maintenant, amorcer le travail avec les provinces, les territoires, les municipalités, les groupes autochtones, l'industrie, les ONG et la communauté académique afin de développer une stratégie énergétique pancanadienne exhaustive qui fait passer les intérêts des Canadiens avant toute chose.

Le déclin de l'industrie nationale du raffinage et la perte d'emplois à valeur ajoutée s'y rattachant

L'émergence de l'industrie des sables bitumineux dans l'ouest du Canada a transformé le pays. Les réserves de pétrole brut sont estimées à environ 170 milliards de barils, et même à 300 milliards de barils si l'on tient compte de l'extraction additionnelle permise par les avancées technologiques. En 2010, le Canada a produit 1,5 million de barils de bitume par jour. Ces réserves présentent non seulement un important potentiel d'exportation brute, mais également la possibilité de créer de la valeur ajoutée dans le secteur de la valorisation et du raffinage.

Malheureusement, jusqu'à présent, le Canada n'a pas tiré avantage de la possibilité d'ajouter de la valeur à cette production brute. Même si les raffineries canadiennes sont relativement propres et efficaces, seulement 15 raffineries complètes demeurent opérationnelles, et seulement une poignée d'entre elles ont l'équipement nécessaire pour raffiner le pétrole brut extrait des sables bitumineux. Bien que le Canada demeure un exportateur net de produits raffinés, ce statut est menacé. Le Canada a perdu environ une raffinerie par année depuis le sommet de sa production dans les années 1980. Alors qu'au début des années 1980 les raffineries canadiennes produisaient environ 2,2 millions de barils de produits raffinés par jour, aujourd'hui la production a chuté de 400 000 barils par jour. D'autres provinces perdront toute capacité à raffiner les produits du pétrole si le Canada continue de perdre ses raffineries à la vitesse actuelle.

Le déclin de l'industrie canadienne du raffinage représente également une importante baisse à l'égard de la disponibilité d'emplois stables et bien rémunérés. La taille de la main-d'œuvre dans le secteur du raffinage a atteint son apogée en 1989, avec 27 400 employés, pour diminuer de près de 10 000 employés et atteindre à peine 17 500 employés en 2009. Les témoignages des membres du Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier indiquent que « pour chaque 400 000 barils de pétrole brut exportés en dehors du pays pour la valorisation et le raffinage, 18 000 emplois canadiens sont perdus ». Actuellement, sept usines de valorisation situées en Alberta traitent seulement 53 % du pétrole bitumineux avant son exportation. Cela représente une importante occasion manquée en ce qui concerne des emplois stables à forte valeur ajoutée.

La construction proposée de pipelines à haut volume pour l'exportation, comme les projets *Keystone XL* et *Enbridge Northern Gateway*, aurait pour résultat d'augmenter considérablement l'exportation de bitume brut. Le NPD s'inquiète du fait que l'appui inconditionnel du gouvernement conservateur pour ces projets de pipelines ne tient pas compte de leurs répercussions négatives très importantes sur l'emploi canadien à long terme et sur la valeur perdue par rapport à notre richesse en ressources naturelles.

Nous reconnaissons que le pétrole et le gaz vont continuer à jouer un rôle important dans notre apport énergétique à moyen terme, mais estimons toutefois qu'une stratégie énergétique responsable devrait décourager l'exportation massive de nos ressources non transformées et devrait plutôt encourager la valorisation, le raffinage et la fabrication pétrochimique responsables qui ajoutent une valeur à nos produits. Ces opérations devraient se faire ici au Canada afin de maximiser les retombées économiques et la création d'emplois canadiens.

Recommandation : afin de maximiser la viabilité à long terme de l'industrie de la valorisation et du raffinage au Canada, le gouvernement du Canada devrait surveiller continuellement l'apport intérieur en matière de raffinage, et travailler avec les provinces et les territoires afin de protéger les emplois canadiens de qualité du secteur de la valorisation et du raffinage.

Promouvoir la sécurité énergétique durable dans toutes les régions

Une approche énergétique exhaustive doit également tenir compte de la sécurité à long terme de nos réserves énergétiques, tant au plan pancanadien que régional. Les témoignages entendus au comité soulignent le fait que bien que le Canada soit un exportateur net de pétrole, la production et la consommation d'énergie varient significativement selon les régions.

À ce sujet, les personnes que nous avons entendues en comité ont indiqué que la dépendance de l'est du Canada au pétrole et au gaz importés pour satisfaire plusieurs besoins énergétiques (incluant une plus grande dépendance sur les combustibles fossiles pour le chauffage domiciliaire) expose la région à la grande volatilité des prix et à l'incertitude de l'approvisionnement. Le témoignage du professeur Larry Hughes de l'Université Dalhousie souligne qu'il est essentiel d'améliorer la sécurité énergétique de cette

région en misant sur la conservation de l'énergie, en développement des sources alternatives d'énergie renouvelable, et en explorant les moyens possibles pour augmenter l'accès des provinces de l'Est aux ressources énergétiques de l'Ouest.

Malgré toutes les preuves disponibles, le gouvernement conservateur a éliminé son appui fédéral à l'énergie renouvelable en mettant fin au programme écoÉNERGIE pour l'électricité renouvelable. Il a également mis fin au populaire programme écoÉNERGIE Rénovation - Maisons qui aidait les Canadiens à réduire leur consommation énergétique et à améliorer l'efficacité énergétique de leur maison. L'élimination de ce programme ainsi que d'autres mesures similaires a eu des répercussions négatives sur la sécurité énergétique canadienne.

Les membres néo-démocrates du comité croient que la meilleure façon d'assurer la sécurité énergétique de tous les Canadiens à long terme est de réduire notre dépendance envers les combustibles fossiles et de favoriser le développement des technologies nous permettant d'utiliser des sources alternatives d'énergie qui soient sécuritaires, durables et viables sur le plan environnemental, et qui remplissent les besoins énergétiques de toutes les régions.

Développement responsable et durable des ressources

La viabilité sociale, économique et environnementale doit être au centre de notre approche de développement des ressources naturelles. Le NPD rejette le faux dilemme qui est présenté entre la protection de notre environnement et le fait d'assurer des emplois à long terme aux Canadiens. Il est possible et impératif que la viabilité environnementale devienne centrale à notre façon de faire des affaires, afin que les générations futures puissent prospérer. Plus spécifiquement, les évaluations environnementales qui prennent en considération les effets cumulatifs des projets, l'application des lois environnementales, la consultation avec les Premières Nations et la surveillance scientifique sont tous des éléments essentiels d'un développement responsable de nos ressources.

Malheureusement, le gouvernement conservateur refuse d'adopter ces principes. En 2010, les conservateurs ont utilisé le budget pour transférer l'autorité de la plupart des évaluations environnementales des grands projets de l'Agence canadienne d'évaluation environnementale vers l'Office national de l'énergie et la Commission canadienne de sûreté nucléaire. Les membres néo-démocrates du comité craignent que le gouvernement conservateur répète un tel geste en 2012 pour accélérer les évaluations environnementales des grands projets d'exploitation des ressources naturelles.

Même si nous sommes d'accord pour dire que les lois canadiennes concernant les évaluations environnementales pourraient être revues afin de mieux servir les intérêts du public, de l'industrie, des Premières Nations et de l'environnement, les membres néo-démocrates du comité soutiennent que la diminution des protections environnementales développées au cours des deux dernières décennies dans le but d'accélérer l'approbation des projets ne servira pas l'intérêt des Canadiens. Cela est particulièrement vrai si la modification des lois se fait de manière à museler le débat public sur les changements en question et sans un examen préalable approprié par le comité parlementaire.

Recommandation : que tout changement au processus réglementaire ne devrait pas avoir de répercussion négative sur la participation des Canadiens dans le processus d'évaluation, soit en réduisant le financement des programmes de participation publique, soit en réduisant le temps disponible pour les commentaires du public. Tout changement réglementaire ne devrait pas non plus modifier l'obligation de consulter les groupes autochtones. De plus, tout changement devra être proposé dans un projet de loi indépendant afin que les parlementaires puissent adéquatement l'étudier.

Conclusion

Les témoignages reçus par le comité permanent des ressources naturelles soulignent la nécessité d'élaborer une stratégie énergétique pancanadienne et confirment nos préoccupations concernant la perte d'usines de raffinage à forte valeur ajoutée au Canada. Ces témoignages soulignent également la nécessité de se pencher sur la question de la sécurité énergétique tout en tenant également compte de la nécessité de protéger adéquatement l'environnement. Sous les conservateurs, le déclin de l'industrie canadienne du raffinage et la construction de nouveaux pipelines pour augmenter la capacité d'exportation du bitume brut suggèrent que, dans le futur, les Canadiens recevront une moins grande valeur pour leurs ressources énergétiques, tout en voyant leurs réserves de cette ressource non renouvelable décliner à un rythme très rapide. Un tel futur pose un risque, non seulement pour notre environnement et nos communautés, mais également pour les emplois canadiens de qualité et la compétitivité économique à long terme de notre secteur de l'énergie, dans un monde qui procède déjà à une transition vers des sources énergétiques plus propres.

Le NPD a une vision très différente pour les ressources et pour le futur énergétique du Canada; une vision où l'on maximise les bénéfices tirés du développement de nos ressources naturelles tout en minimisant les répercussions négatives pour notre société et notre environnement. Bien que nous reconnaissons que cette approche en matière de gestion des ressources nécessitera une plus grande collaboration avec les provinces et les territoires et un plus grand engagement par rapport à un nombre de politiques beaucoup plus diverses que celles actuellement proposées par les conservateurs, les études comme celles-ci tracent une ébauche du chemin à suivre.

Rapport dissident
sur
l'état actuel et futur des oléoducs et des gazoducs et la capacité de raffinage au
Canada

David McGuinty, député,
vice-président du Comité permanent des ressources naturelles
de la Chambre des communes

Je tiens d'abord à remercier toutes les personnes qui ont comparu devant le Comité, ainsi que les groupes et les particuliers qui lui ont soumis un mémoire.

La bonne volonté et la bonne foi dont ils ont fait preuve contrastent fortement avec l'attitude des conservateurs membres du Comité, lesquels, durant tout le processus, n'ont manifestement cherché qu'à mener la discussion à des conclusions déterminées d'avance, bien alignées sur les priorités idéologiques énoncées du gouvernement.

Il ne fait aucun doute que l'information fournie au Comité a été utile dans le contexte des vives préoccupations que suscitent dans l'immédiat la construction de pipelines et la capacité de raffinage. Cependant, nombreux sont ceux qui ont signalé qu'il est impossible de traiter de ces questions isolément, puisqu'elles ont forcément de vastes répercussions.

En effet, la question de l'énergie touche toutes les facettes de la vie au Canada : la création d'emplois et le logement; les redevances et les revenus; la compétitivité et l'efficacité de l'économie; les transports et l'infrastructure; l'information et la sensibilisation de la population; les marchés et le commerce international; et enfin, le changement climatique et ses effets sur l'eau, sur les sols, sur la biodiversité, sur les écosystèmes, sur la température, sur les océans, sur l'agriculture et sur les ressources naturelles du Canada.

Les six dernières années de gouvernement conservateur ont eu pour effet de saper systématiquement les efforts déployés précédemment sur une période de 40 ans, durant laquelle des gouvernements de divers camps se sont succédé, en vue d'améliorer la compétitivité de notre économie et de créer des emplois tout en protégeant mieux l'environnement. On a résilié des traités, on a fermé des établissements de recherche, on a censuré et muselé des scientifiques, et on a éliminé des encouragements programmatiques et financiers qui visaient les particuliers et les entreprises.

Tous les pays du monde sont lancés dans une course à l'efficacité énergétique, une course que les Canadiens s'attendent à voir leur pays gagner.

Recommandations

1. Le gouvernement du Canada devrait se donner sans tarder une stratégie nationale sur l'énergie et le changement climatique.

L'énergie et le changement climatique sont inextricablement liés. Les Canadiens doivent savoir que 86 % des émissions de gaz à effet de serre du Canada sont imputables à l'exploitation, à la transformation et à la consommation de combustibles fossiles. La promesse faite par les conservateurs de ramener les émissions de gaz à effet de serre à 17 % en dessous des niveaux de 2005 d'ici 2020 ne sera jamais tenue. Le Canada a besoin d'une stratégie nationale en matière d'énergie et de changement climatique dans le cadre de laquelle on mettrait en œuvre des règlements sur les émissions de gaz à effet de serre applicables à toutes les activités économiques; on effectuerait des investissements dans les énergies renouvelables, les technologies propres et l'efficacité énergétique; le Canada affirmerait sa souveraineté et ferait preuve d'initiative au lieu de se cacher derrière l'inertie des Américains; on créerait un groupe d'experts non partisan approuvé par le Parlement et chargé d'établir des objectifs en matière d'émissions reposant sur des données scientifiques de manière que le Canada fasse sa part pour maintenir les augmentations de température à l'échelle mondiale en deçà de 2 °C; on reviendrait sur la décision de supprimer le programme écoÉnergie qui permettait aux Canadiens de bénéficier d'une remise s'ils rénovaient leur maison en utilisant des produits et services d'une grande efficacité énergétique; on rétablirait le Programme d'amélioration énergétique des immeubles commerciaux qui aidait les entreprises, en particulier les PME, à accroître leur efficacité énergétique; on donnerait suite à l'engagement pris par le Canada lors du Sommet du G-20 de Pittsburgh en 2009 de supprimer progressivement les subventions inefficaces visant les combustibles fossiles et d'en faire rapport; on honorerait la promesse faite par le premier ministre Harper dans le discours qu'il a prononcé à Londres en mai 2008 dans lequel il qualifiait le Canada de « superpuissance énergétique » et disait avoir l'intention de fixer le prix du carbone à 65 dollars la tonne dans les dix ans.

S'appuyant sur les travaux préliminaires lancés par les ministères fédéral et provinciaux à Kananaskis, et dans le respect des compétences des provinces, la stratégie doit comporter les éléments clés suivants : réforme de la réglementation; efficacité énergétique; information sur l'énergie et sensibilisation de la population à la question; marchés; commerce international; réseaux de distribution d'électricité intelligents; fiabilité de l'électricité; codes du bâtiment; normes de construction; efficacité des transports. Il importerait en outre que la stratégie prévoie la réalisation d'une analyse complète et transparente des programmes fédéraux et provinciaux et des facteurs financiers qui encouragent ou découragent certaines activités en ce qui concerne spécifiquement les divers volets du secteur de l'énergie (carburants fossiles, énergie éolienne, énergie solaire, énergie géothermique, biocarburants et énergie nucléaire) en vue de faciliter la transition du Canada vers un avenir à faible consommation de carbone.

2. Le gouvernement du Canada devrait immédiatement créer un comité spécial de la Chambre des communes qui serait chargé d'effectuer une étude exhaustive de la réforme de la réglementation du secteur de l'énergie.

D'abord et avant tout, l'étude serait publique et télévisée. Elle aurait pour objectif d'améliorer les régimes réglementaires des secteurs de l'énergie et de l'environnement et de les harmoniser. À cette fin, le comité analyserait à fond l'interface entre les lois et règlements en matière d'énergie et en matière d'environnement; il étudierait le mandat, le fonctionnement et le financement de l'Office national de l'énergie et de l'Agence canadienne d'évaluation environnementale; au besoin, il examinerait les doubles emplois de la réglementation fédérale et des réglementations provinciales en matière d'énergie et en matière d'environnement; il vérifierait le caractère équitable et l'indépendance du processus de prise de règlements et analyserait la place de l'information scientifique dans ce processus; il s'intéresserait à la participation du public aux processus d'examen et au financement des participants; il étudierait les pratiques exemplaires en matière de consultation des Autochtones; il ferait une étude comparative des approches des autres pays; il se pencherait sur l'imposition de calendriers arbitraires; enfin, il examinerait les conséquences, sur la sécurité énergétique, de la disposition de l'ALENA sur la proportionnalité.

