



Inversion de l'oléoduc 9B d'Enbridge : À l'avantage du Québec

**Mémoire déposé à la Commission de l'agriculture, des pêcheries,
de l'énergie et des ressources naturelles**

•

Décembre 2013

L'Institut économique de Montréal, en bref

Mission

L'Institut économique de Montréal (IEDM) est un organisme de recherche et d'éducation indépendant, non partisan et sans but lucratif. Par ses publications, ses interventions et ses conférences, il alimente les débats sur les politiques publiques au Québec et partout au Canada en proposant des réformes créatrices de richesse et fondées sur des mécanismes de marché. Il n'accepte aucun financement gouvernemental.

Une organisation dont l'expertise est recherchée

L'IEDM a été choisi en 2010 comme centre d'excellence dans le monde des think tanks. L'IEDM partage ainsi son expertise avec d'autres organisations dans le monde.

En 2012, l'IEDM a été mentionné en moyenne dix fois par jour dans les médias (presse écrite, télévision, radio et Web) pour un total de 3897 mentions.

Pour plus d'information : www.iedm.org

Adresse postale

910, rue Peel, bureau 600
Montréal (Québec) H3C 2H8
Canada

Téléphone : 514 273-0969

Télécopieur : 514 273-2581

Introduction

La Commission de l'agriculture, des pêcheries, de l'énergie et des ressources naturelles (CAPERN) de l'Assemblée nationale étudie le projet d'inversion de l'oléoduc 9B pour en ramener le flux dans sa direction originale et ainsi approvisionner les raffineries québécoises. Ces dernières y voient une opportunité économique qui leur permettrait d'accroître leur compétitivité. Les producteurs de pétrole albertains y voient un débouché commercial intéressant. En accord avec ce projet, l'opérateur de l'oléoduc a donc déposé une demande en ce sens.

Le gouvernement du Québec s'était déjà préoccupé de la possibilité de ré-inverser le flux de l'oléoduc en 1997. Comme le rappelle le document de consultation, cette perspective ne serait que « juste et équitable » et devait pouvoir se faire « dans un court délai »¹. Néanmoins, la Commission étudie ce projet pour en évaluer les bénéfices économiques anticipés, s'assurer de la sécurité de l'inversion et de l'exploitation de l'oléoduc et en minimiser les effets environnementaux et socioéconomiques potentiels.

Il est tout à fait légitime que les députés s'assurent de la sécurité du transport et de l'exploitation de l'oléoduc par des balises adéquates, efficaces, raisonnables et respectées. Ceci dit, l'expertise de l'Institut économique de Montréal (IEDM) concerne le volet des bénéfices économiques et nous restreindrons essentiellement notre analyse à celui-ci.

L'invitation de la Commission est particulièrement appréciée par l'IEDM puisque le thème de l'énergie a été le sujet de plusieurs de nos publications ces derniers mois². Celles-ci intégraient les éléments essentiels de l'analyse économique présentée à la Commission dans ce mémoire, à commencer par l'importance du pétrole dans le bilan énergétique québécois pour les années à venir. Ensuite, les bénéfices économiques pour les raffineries et pour l'industrie de la pétrochimie seront détaillés.

¹ Document de consultation, *Inversion du flux de l'oléoduc 9B d'Enbridge*, p. 15.

² Les parties 2 et 3 de ce mémoire sont essentiellement tirées de Jean-François Minardi, « Les avantages économiques des projets d'oléoducs vers l'est du Canada », *Note économique*, Institut économique de Montréal, septembre 2013. Disponible en ligne sur le site www.iedm.org.

1. L'approvisionnement en pétrole demeure essentiel

Dans le bilan énergétique québécois, le pétrole représente une forme d'énergie presque équivalente à l'électricité, comptant pour 38,6 % de la consommation énergétique totale. Cette place prépondérante n'a pratiquement pas varié depuis 20 ans, oscillant entre 37 % et 39 %³.

On doit en conclure que le pétrole constitue une source d'énergie plus avantageuse que les autres formes d'énergie pour une proportion importante des besoins des Québécois, particulièrement pour le transport (les trois quarts du pétrole consommé). En effet, en termes économiques, la consommation d'un bien signifie que le second meilleur choix n'est pas aussi avantageux.

Dans l'état actuel de la technologie, le pétrole ne disparaîtra pas à court terme, ni même à moyen terme, du bilan énergétique du Québec. Les avancées réalisées en matière de transport électrique, bien que prometteuses, ne sont pas adoptées largement par les consommateurs, et ce malgré les incitatifs fiscaux. En 2012, sur les 4,9 millions d'automobiles et de camions légers circulant sur les routes du Québec, on ne comptait que 961 véhicules électriques, soit 0,02 % du total⁴.

Le débat sur l'utilisation du pétrole ne s'applique donc pas à la réalité québécoise pour les prochaines années et n'a certainement pas lieu d'être dans le cadre du projet d'inversion de l'oléoduc 9B. Le fait est qu'on en consomme et que cette tendance se maintiendra encore pendant un certain temps.

Puisque le Québec ne produit pas de pétrole (pour l'instant du moins), la consommation québécoise repose entièrement sur les importations. L'inversion de l'oléoduc 9B ouvre une nouvelle source d'importation par un moyen de transport plus sécuritaire que les autres. En effet, le débat sur les oléoducs doit tenir compte du fait que la solution de rechange aux oléoducs n'est pas l'absence de transport d'importants volumes de pétrole de l'ouest vers l'est mais plutôt d'autres moyens de transport moins sécuritaires, moins fiables et moins rentables. La question est donc essentiellement de savoir de quelle manière le pétrole sera transporté.

³ Document de consultation, *Inversion du flux de l'oléoduc 9B d'Enbridge*, p. 16; Ministère des Ressources naturelles, *La consommation finale par forme d'énergie*, pour les données historiques.

⁴ Société de l'assurance automobile du Québec, *Nombre de véhicules en circulation selon le type d'utilisation, le type de véhicule et le type de carburant 2012*, 18 janvier 2013.

2. Les avantages économiques pour les raffineries québécoises

En matière d'avantages économiques, ce sont principalement les raffineries québécoises qui, en tant que clientes, seront les premières bénéficiaires de l'inversion de l'oléoduc.

Les raffineries de l'est du Canada se trouvent actuellement dans une situation difficile. Elles sont confrontées à la concurrence croissante de super-raffineries en Asie et au Moyen-Orient qui ciblent de plus en plus le marché en Amérique du Nord. Ces super-raffineries parviennent, en raison de considérables économies d'échelle et de leurs coûts d'exploitation plus bas, à compenser le coût du transport sur de longues distances et à vendre des produits raffinés à meilleur marché⁵. La capacité totale de raffinage du Québec ne représente que 30 % de la capacité de raffinage de la plus grande raffinerie au monde qui se situe à Jamnagar en Inde⁶.

Tableau 1

Comparaison de la capacité de raffinage des super-raffineries étrangères et des raffineries de l'est du Canada

Compagnie	Lieu	Barils par jour
Reliance Industries	Jamnagar, Inde	1 300 000
PDVSA	Paraguana, Venezuela	955 000
SK Innovation	Ulsan, Corée du Sud	840 000
GS Caltex Corp.	Yeosu, Corée du Sud	760 000
ExxonMobil	Singapour	605 000
Irving	Saint-Jean, Nouveau-Brunswick	300 000
Énergie Valero (Ultramar)	Lévis, Québec	265 000
Suncor	Montréal, Québec	130 000

Sources : U.S. Energy Information Administration; ExxonMobil; *État actuel et futur des oléoducs et des gazoducs et la capacité de raffinage au Canada*, Rapport du Comité permanent des ressources naturelles, Chambre des communes, mai 2012, p. 10.

⁵ Témoignage de Peter Boag, président de l'Institut canadien des produits pétroliers (maintenant l'Association canadienne des carburants), devant le Comité permanent des ressources naturelles. *État actuel et futur des oléoducs et des gazoducs et la capacité de raffinage au Canada*, Rapport du Comité permanent des ressources naturelles, Chambre des communes, mai 2012, p. 21.

⁶ Gregory Meyer, *op. cit.*, note 3; Conference Board du Canada, *Le secteur canadien du raffinage pétrolier*, 2011, p. 12.

L'excédent de capacité de raffinage en Amérique du Nord et en Europe réduit également les marges des raffineries dans les pays industrialisés⁷. De nombreuses raffineries ont fermé en Europe et en Amérique du Nord ces dernières années⁸. Dans l'est du Canada, la fermeture de la raffinerie Shell à Montréal en 2010 a réduit la capacité canadienne de raffinage d'environ 7 % en 2011⁹. Plus récemment, Imperial Oil a annoncé la fermeture de sa raffinerie à Darmouth, en Nouvelle-Écosse.

Cependant, le fait de pouvoir s'approvisionner en pétrole brut en provenance de l'ouest du Canada pourrait contribuer à assurer la rentabilité et la compétitivité des trois raffineries de l'est, à savoir celle de Suncor à Montréal, celle d'Énergie Valero (jusqu'à récemment Ultramar) à Lévis et celle d'Irving à Saint-Jean au Nouveau-Brunswick. Les deux raffineries du Québec représentent 20 % de la capacité canadienne et emploient 1000 travailleurs¹⁰ qui bénéficient d'une rémunération supérieure à la moyenne¹¹.

La présence d'un réseau d'oléoducs permettra à ces raffineries de diversifier leurs sources d'approvisionnements et ainsi de réduire leur vulnérabilité en cas de rupture inattendue d'approvisionnement de produits pétroliers en provenance de l'étranger, notamment de pays politiquement instables. Elle permettra également de payer, du moins sur le court et le moyen terme, un prix moins élevé que pour le pétrole importé par navire-citerne de l'étranger.

Cela s'explique par le fait que les raffineries de l'est importent actuellement du pétrole brut au cours du Brent, soit le prix de référence au niveau mondial pour le pétrole brut du bassin atlantique. Le prix de référence du pétrole brut de l'ouest du Canada, dont la presque totalité est exportée vers le Midwest américain, est quant à lui, le West Texas Intermediate (WTI). Or, depuis 2011, essentiellement en raison de la présence d'un surplus dans le marché du Midwest¹², le cours du Brent a été plus élevé que celui du West Texas Intermediate¹³. Toutefois, on peut imaginer que si les

⁷ John Kemp, « Global refining poised for massive shake-out », *Reuters*, 9 février 2012.

⁸ Gregory Meyer, *op. cit.*, note 3; Sarah Kent et Cassie Werber, « Refinery Closures Threaten Europe », *The Wall Street Journal Europe*, 27 juin 2013.

⁹ Conference Board du Canada, *op. cit.*, note 7, p. 40.

¹⁰ Hélène Baril, « Le renversement du pipeline d'Enbridge en 5 questions », *La Presse*, 30 novembre 2012; Youri Chassin, *La réalité énergétique du Québec*, Institut économique de Montréal, 2013, p. 2.

¹¹ Conference Board du Canada, *op. cit.*, note 7, p. 31.

¹² TD Economics, *Pipeline Expansion is a National Priority*, 2012, p. 2.

¹³ Au-delà de la différence de prix basée sur les conditions du marché, il existe également une différence de prix basée sur la qualité du pétrole vendu. Ainsi le prix du Western Canadian Select (WCS), qui est le prix du pétrole lourd des sables bitumineux n'ayant pas été modifié en pétrole brut de synthèse dans une usine de valorisation, a toujours été inférieur à celui du Brent ou du WTI. Cette différence s'explique par le fait que le pétrole brut lourd de l'ouest doit être raffiné à un coût plus élevé que pour des mélanges plus légers. TD Economic, *Drilling Down on Crude Oil Price Differentials*, 2013, p. 2; William Marsden, « Claims that Canada loses billions in oil revenue are bogus, economists say », *The Gazette*, 31 mai 2013.

autres projets aboutissent et que le pétrole de l'ouest du Canada et du Midwest est désenclavé, l'écart entre les deux prix de référence pourrait se réduire, voire disparaître, sur le long terme.

Si le projet d'Enbridge d'inverser la Canalisation 9 voit le jour, on peut prévoir qu'il entraînerait des investissements productifs dans les infrastructures des raffineries de Suncor à Montréal et de Valero à Lévis. Suncor prévoit investir 55 millions de dollars pour préparer la raffinerie à l'acheminement de pétrole de l'ouest canadien. Valero a de son côté annoncé qu'elle pourrait investir 110 millions de dollars dans son terminal pétrolier de l'est de Montréal pour accroître sa capacité de stockage. Le pétrole brut serait par la suite transporté par pétrolier à la raffinerie de Lévis où l'entreprise investirait 30 millions de dollars pour aménager des installations de manutention et d'entreposage adéquates¹⁴. Par contre, si le projet d'Enbridge ne va pas de l'avant, les intervenants du milieu considèrent que les deux raffineries pourraient à terme devoir fermer en raison de l'absence d'investissements nécessaires pour assurer leur compétitivité sur le long terme¹⁵.

¹⁴ Pierre Saint-Arnaud, « Valero pourrait investir 200 millions à Lévis », *La Presse*, 23 mai 2013; François Desjardins, « Le syndicat de Suncor plaide à son tour pour l'inversion », *Le Devoir*, 6 décembre 2012.

¹⁵ François Desjardins, « Pipeline – Le discours inversé », *Le Devoir*, 29 mai 2013; François Desjardins, *op. cit.*, note 15.

3. L'impact sur l'écosystème industriel dans l'est de Montréal

Au-delà de leur importance pour assurer la compétitivité des deux raffineries du Québec, les projets d'oléoducs sont essentiels pour maintenir le tissu industriel qui dépend d'elles. Les secondes bénéficiaires seront les entreprises œuvrant dans l'industrie de la pétrochimie et qui forment tout un écosystème interdépendant et dynamique.

Par exemple, dans l'est de Montréal, l'industrie pétrochimique, composée de 48 entreprises qui emploient 3 610 travailleurs¹⁶, nécessite des hydrocarbures bon marché pour se développer.

Un des éléments de cette industrie est unique en Amérique du Nord : il s'agit de la chaîne du polyester qui regroupe la raffinerie de Suncor et trois entreprises pétrochimiques (Chimie ParaChem, CEPSA et Selenis). Ensemble, elles regroupent plus de 850 employés¹⁷. Le polyester est la fibre synthétique la plus largement utilisée dans le monde, notamment dans la fabrication de vêtement mais aussi de divers autres objets industriels ou de consommation.

Cette chaîne du polyester est particulièrement intéressante d'un point de vue environnemental dans la mesure où ses activités s'inscrivent dans le cadre du principe de l'écologie industrielle¹⁸. L'écologie industrielle a essentiellement pour objectif de limiter les impacts de l'industrie sur l'environnement en constituant un écosystème viable et durable dans lequel le produit transformé d'une entreprise devient la matière première d'une autre entreprise de la chaîne. Comme c'est le cas dans la chaîne du polyester, une telle synergie est renforcée lorsque les entreprises de la filière sont situées à proximité les unes des autres, sont complémentaires, partagent des installations et des services pour réduire leurs coûts d'exploitation et développent des intérêts communs.

Le premier maillon de la chaîne du polyester est le raffineur Suncor qui produit le xylène, un produit de première transformation du pétrole, qui constitue la matière première pour le deuxième maillon, Chimie ParaChem. ParaChem transforme à son tour le xylène en cristaux, qui sont ensuite fondus pour produire du paraxylène de haute pureté. Il est intéressant de noter que les « gaz de raffinerie », qui sont des résidus de la raffinerie de Suncor, sont utilisés par Chimie ParaChem comme combustible.

¹⁶ Société de développement économique, *Statistiques sur les secteurs d'activité industrielle*, 2012.

¹⁷ Société de développement économique, *Est industriel info*, 2011.

¹⁸ Robert Frosch et Nicholas E. Gallopoulos, « Strategies for Manufacturing », *Scientific American*, vol. 3 (1989), no 261, p. 144–152.

La matière première du troisième maillon, CEPESA Chimie Montréal, est le paraxylène produit par ParaChem. CEPESA le transforme en acide téréphtalique purifié (PTA) qui se présente sous la forme d'une poudre blanche cristalline, laquelle est principalement utilisée comme matière première dans l'industrie des polyesters. La majorité de la production d'acide de CEPESA est à son tour utilisée comme matière première par le dernier maillon de la chaîne du polyester qui est Selenis.

Selenis produit quant à elle un plastique de type polyester saturé, le polyéthylène téréphtalate (PET), qui est employé dans la fabrication de bouteilles de plastique recyclable, de fibres textiles, d'emballages alimentaires, de tapis et de films transparents. Parmi les produits de consommation connus du grand public qui utilisent les produits de Selenis, nous pouvons citer les bouteilles d'eau ESKA et les contenants pour la mayonnaise Kraft. Ainsi, comme on le voit, les activités de raffinage ne se limitent pas à la production d'essence pour le transport mais sont également nécessaires pour produire une vaste gamme de produits de consommation courante¹⁹.

¹⁹ En fait, la consommation d'essence ne représente que 47% de la totalité des produits pétroliers aux États-Unis. Au Canada, la proportion est similaire. U.S. Energy Information Administration, *Frequently Asked Questions. What are the products and uses of petroleum?*; Natural Resources Canada, *Canadian Crude Oil, Natural Gas and Petroleum Products*, 2011, p. 21.

4. Conclusion

L'analyse qui précède montre que les avantages économiques de l'inversion de l'oléoduc 9B sont substantiels. Sauf si l'étude de la Commission révèle des problèmes majeurs sur les autres plans, en matière de sécurité ou d'impacts environnementaux ou socioéconomiques, ce projet devrait aller de l'avant.

Malgré les avantages sur le plan économique, les consommateurs québécois ne doivent pas s'attendre à une diminution des prix à la pompe. Il ne s'agit pas d'une espérance réaliste. Ce scénario ne pourrait se produire que dans des circonstances très particulières - surplus continu de produits raffinés dans un marché fermé - qui ne sont pas celles du Québec.

La seule façon de réduire le prix à la pompe pour les Québécois serait que les gouvernements diminuent leurs taxes, qui représentent environ 34¢ par litre actuellement.