



S'ALLIER POUR LA PROSPÉRITÉ

CAPERN – 003M
C.P. – Inversion du
flux de l'oléoduc
9B d'Enbridge

Commentaires soumis par le Conseil du patronat du Québec

- À l'Office national de l'énergie, août 2013
- Consultations particulières de la Commission de l'agriculture, des pêcheries, de l'énergie et des ressources naturelles, novembre 2013

Avis aux membres de la Commission de l'agriculture, des pêcheries, de l'énergie et des ressources naturelles de l'Assemblée nationale

Ce document est une version intégrale du mémoire déposé à l'Office national de l'énergie le 6 août 2013. Il présente l'ensemble des éléments de preuve sur lesquels le Conseil du patronat du Québec se base pour étayer sa position en faveur de l'inversion du flux de l'oléoduc 9B de la compagnie Enbridge. Les informations qu'il contient devraient contribuer, nous l'espérons, à alimenter vos réflexions portant tout particulièrement sur le volet des bénéfices économiques anticipés.

Conseil du patronat du Québec –
août et novembre 2013

Dépôt légal
Bibliothèque et Archives nationales du Québec
Bibliothèque nationale du Canada
3^e et 4^e trimestre 2013

TABLE DES MATIÈRES

1. INTRODUCTION.....	4
<i>1.1. Intérêt du Conseil du patronat du Québec.....</i>	<i>4</i>
<i>1.2. Point de vue du Conseil du patronat du Québec.....</i>	<i>4</i>
<i>1.3. Questions abordées.....</i>	<i>5</i>
<i>1.4. Éléments de preuve.....</i>	<i>5</i>
2. QUESTION 1 – LA NÉCESSITÉ DU PROJET PROPOSÉ.....	6
<i>2.1. Portée de l'examen.....</i>	<i>6</i>
<i>2.2. Notions de sécurité énergétique.....</i>	<i>6</i>
<i>2.3. Nécessité critique actuelle des produits pétroliers.....</i>	<i>7</i>
<i>2.4. Prévision de la demande.....</i>	<i>8</i>
<i>2.5. Capacité de raffinage : tendance à la baisse.....</i>	<i>13</i>
<i>2.6. Le rôle des raffineries dans la sécurité énergétique.....</i>	<i>18</i>
<i>2.7. Quelles sont les raffineries vulnérables à la fermeture?.....</i>	<i>19</i>
<i>2.8. Impact du Projet sur le prix payé par les raffineries du Québec pour leur brut.....</i>	<i>27</i>
<i>2.9. Substitution des sources étrangères par des sources locales : réduction du risque d'instabilité.....</i>	<i>30</i>
<i>2.10. Diversité des sources d'approvisionnement.....</i>	<i>33</i>
<i>2.11. Risque que le pétrole brut de l'Ouest ne serve pas à approvisionner les raffineries du Québec, mais soit plutôt destiné à l'exportation par un port de mer sur l'Atlantique.....</i>	<i>34</i>
<i>2.12. Conclusion.....</i>	<i>35</i>
3. QUESTION 4 – LES EFFETS ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIOÉCONOMIQUES.....	36
<i>3.1. Enjeu régional : le niveau de vie dans l'Est de Montréal.....</i>	<i>36</i>
<i>3.2. Enjeu industriel : la survie de l'industrie pétrochimique du Québec....</i>	<i>38</i>
<i>3.3. Des investissements significatifs en aval du Projet.....</i>	<i>41</i>
<i>3.4. Impact sur la balance commerciale.....</i>	<i>42</i>
<i>3.5. Conclusion.....</i>	<i>43</i>

Commentaires soumis par le Conseil du patronat du Québec

- À l'Office national de l'énergie, août 2013
- Consultations particulières de la Commission de l'agriculture, des pêcheries, de l'énergie et des ressources naturelles, novembre 2013

1. Introduction

1.1. Intérêt du Conseil du patronat du Québec

Le Conseil du patronat du Québec regroupe plusieurs des plus grandes entreprises du Québec ainsi que la vaste majorité des associations patronales sectorielles, en faisant ainsi la seule confédération patronale du Québec. Il propose la vision d'une société plus prospère, au sein de laquelle l'entrepreneuriat, la productivité, la création de richesse et le développement durable sont les conditions nécessaires à l'accroissement du niveau de vie de l'ensemble de la population. Dans sa plateforme 2010-2013, le Conseil du patronat s'est défini cinq axes d'intervention, l'un d'entre eux étant l'économie durable. Notre intervention dans les présentes audiences portant sur le projet d'inversion de l'oléoduc 9B (ci-après « le Projet ») s'inscrit dans cet axe. Plus particulièrement, dans le cadre de sa vision du développement durable, le Conseil du patronat cherche à créer des conditions propices à l'investissement dans différents secteurs industriels. Il cherche aussi à assurer aux consommateurs d'énergie un approvisionnement stable et à prix abordable des différentes formes d'énergie, y compris les produits pétroliers.

1.2. Point de vue du Conseil du patronat du Québec

Compte tenu des intérêts susmentionnés, le Conseil du patronat approche et analyse le Projet selon deux points de vue :

- Celui d'un partisan du développement économique durable. Ce point de vue nous amène à analyser les impacts du Projet sur l'industrie pétrochimique du Québec, laquelle est établie notamment dans l'Est de l'Île de Montréal.
- Celui des consommateurs de carburants, dans l'ensemble des secteurs industriels. Ce point de vue nous amène à analyser l'impact du projet sur la sécurité de l'approvisionnement en produits pétroliers à prix concurrentiel.

1.3. Questions abordées

Compte tenu des intérêts du Conseil du patronat et des points de vue selon lesquels il aborde le Projet, nous versons au dossier des éléments de preuve relatifs à deux des neuf questions identifiées dans l'ordonnance d'audience :

- Question 1 - La nécessité du projet proposé;
- Question 4 - Les effets environnementaux et socioéconomiques.

1.4. Éléments de preuve

Dans la présente analyse, nous citons les documents suivants :

- Ministère des Ressources naturelles du Québec, Commission sur les enjeux énergétiques du Québec, *De la réduction des gaz à effet de serre à l'indépendance énergétique du Québec*, Document de consultation, 2013;
- Baker & O'Brien, *Effets cumulatifs des scénarios politiques auxquels le secteur aval de l'industrie pétrolière canadienne est confronté*, étude préparée pour l'Institut canadien des produits pétroliers, juillet 2012;
- Conference Board du Canada, *Le secteur canadien du raffinage pétrolier : Un contributeur important face à des défis mondiaux*, octobre 2011;
- Laricina Energy, *The effects of increasing access to the U.S. Gulf Coast on global and North American price spreads*, octobre 2012.
- TD Economics, « Drilling down on crude oil price differentials », dans *Observation TD Economics*, mars 2013;
- Assemblée nationale, Commission permanente de l'agriculture, des pêcheries, de l'énergie et des ressources naturelles (CAPERN), *Journal des débats*, vol. 41, n° 66, « Consultations particulières dans le cadre du mandat d'initiative concernant la sécurité des approvisionnements en produits pétroliers », 16 février 2011.

En plus de ces études, nous citons une série d'articles parus dans les médias qui rapportent l'opinion d'experts ou les prises de position d'intervenants. Ces articles sont référencés à mesure qu'ils sont cités.

2. Question 1 - La nécessité du projet proposé

2.1. Portée de l'examen

Le transport du pétrole brut vers les raffineries constitue un maillon d'une chaîne d'approvisionnement (« supply chain ») qui, en définitive, procure des produits pétroliers aux différentes catégories de consommateurs (industries, commerces, particuliers, etc.). L'ONE a exclu de la portée de son analyse du Projet les maillons en amont des oléoducs, soit la production du pétrole, y compris les enjeux reliés aux sables bitumineux. Par contre, il est impossible d'analyser la nécessité du Projet sans aborder les enjeux auxquels font face les maillons de la chaîne d'approvisionnement en aval de l'oléoduc, notamment les raffineries et les consommateurs finaux de produits pétroliers. En effet, un oléoduc n'est utile ou nécessaire que dans la mesure où il procure de la valeur à ses clients et à leurs communautés.

2.2. Notions de sécurité énergétique

En temps normal, un état (souverain ou infranational) peut se passer d'avoir une source d'énergie ou une raffinerie sur son territoire. En Amérique du Nord, plusieurs provinces et États américains n'ont ni pétrole brut ni raffinerie; leur économie fonctionne quand même à l'aide de produits pétroliers importés. C'est la même chose en Europe. Néanmoins, ce n'est pas parce qu'il est possible de se passer d'une industrie d'extraction du pétrole en amont (upstream) et d'une industrie pétrochimique (mid-stream) que cela est souhaitable, pas plus qu'il est prudent ou souhaitable pour un État de dépendre entièrement d'importations pour d'autres biens essentiels comme l'électricité ou les aliments. Le concept de sécurité énergétique prend tout son sens en évoquant les situations exceptionnelles, comme un conflit commercial, politique ou militaire, un accident industriel majeur ou une catastrophe naturelle, qui se produisent à l'occasion à travers la planète. Ces événements sont susceptibles de perturber l'approvisionnement des consommateurs en produits pétroliers.

La chaîne d'approvisionnement fournit des produits pétroliers en réponse à la demande finale des consommateurs pour des produits raffinés (essence, diesel, huile) ou transformés (plastiques, polyester, etc.). Nous définissons la sécurité énergétique comme la capacité de cette chaîne d'approvisionnement de répondre de manière continue à la demande finale des

consommateurs, tel qu'elle se manifeste à des prix normaux, sans interruption soudaine ni choc de prix.

L'examen de la sécurité énergétique doit donc non seulement porter sur les différents maillons de la chaîne d'approvisionnement, mais doit aussi tenir compte de l'évolution prévisible de la demande.

Cette manière de définir la sécurité énergétique nous amène à analyser le projet en le comparant à ses solutions de rechange, y compris le *statu quo*. Elle nous amène à analyser les avantages et les inconvénients des solutions de rechange eu égard à leur capacité de transporter le pétrole brut de manière continue et à leur exposition au risque d'une rupture des approvisionnements.

2.3. Nécessité critique actuelle des produits pétroliers

Dans le débat récent sur les risques relatifs des différents moyens de transport du pétrole brut et des produits pétroliers, certains intervenants ont préconisé une réduction de la consommation. Par exemple :

« La solution au problème de sécurité que pose le transport du pétrole, ce n'est pas de débattre des avantages de tel ou tel mode de transport, mais de nous libérer de notre dépendance au pétrole. » (Steven Guilbault, « Pour en finir avec notre dépendance au pétrole », *Journal Metro*, 7 juillet 2013¹)

Bien que la réduction de la demande de produits pétroliers, en tant que carburant, soit souhaitable, un tel objectif de politique publique requiert plusieurs années pour être atteint et ne peut constituer une solution de rechange réaliste au Projet à court ou moyen terme :

« Malgré une importante production d'énergie renouvelable, le Québec dépend des hydrocarbures pour satisfaire à plus de 50 % ses besoins en énergie. » (Commission sur les enjeux énergétiques, p. 19)

¹ Source : <http://tinyurl.com/mswsu3p>

« (Les Québécois) sont parmi les Canadiens les plus préoccupés par le réchauffement climatique et les plus enclins à appuyer les cibles fixées par le protocole de Kyoto. En réalité, leurs comportements ne correspondent pas toujours aux convictions qu'ils affichent. Ils sont parmi les consommateurs d'énergie les plus avides au monde, avalant cinq tonnes d'équivalent pétrole par année en moyenne par personne. (Bernard Descôteaux, « Politique énergétique du Québec - Une cible audacieuse », *Le Devoir*, 6 juillet 2013²)

Selon Pierre-Olivier Pineau, professeur à HEC Montréal et expert en questions énergétiques :

« [...] Nous entretenons une relation passionnelle avec le pétrole, qui nous donne accès aux voitures et aux grandes maisons en banlieue. Même si les opposants gagnaient sur ces questions pétrolières, notre consommation ne changerait pas [...] »

« Paradoxalement, une consommation plus faible de pétrole au Québec pourrait coexister avec les pipelines et une production québécoise. Mais pour arriver là, il faudra accepter de bousculer les consommateurs dans leurs habitudes. »
(« Amoureux de l'or noir », *La Presse*, 6 juillet 2013³)

2.4. Préviation de la demande

Les prévisions au sujet de la consommation de produits pétroliers sont par définition prospectives (« forward-looking »). Il faut donc s'attendre à ce que des prévisions émanant de sources différentes diffèrent les unes des autres. De plus, il faut distinguer entre les prévisions de base, fondées sur une analyse des tendances passées et des conditions objectives, de celles qui sont conditionnées par des objectifs de politique publique.

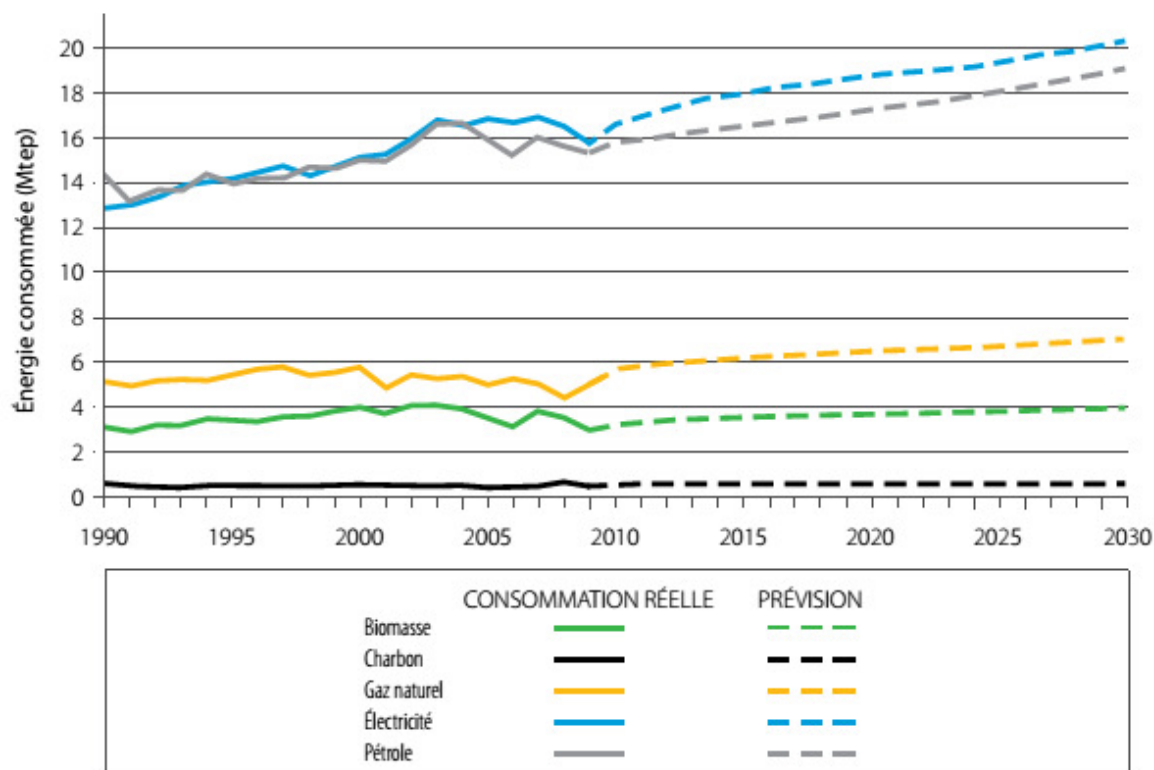
Pour le Québec, le ministère des Ressources naturelles, s'appuyant sur la prévision de l'Office national de l'énergie, prévoit une croissance de la consommation de pétrole en valeur absolue, même si le pétrole recule en part relative du panier énergétique :

² Source : <http://tinyurl.com/kfklyha>

³ Source : <http://tinyurl.com/n6npxm5>

« Dans le contexte actuel, la consommation d'énergie devrait continuer de croître au cours des prochaines années, comme l'indique le scénario de référence de croissance énergétique par secteurs de l'Office national de l'énergie 20 (figure 2.8). Ainsi, la demande énergétique durant la période 2009-2030 augmenterait dans tous les secteurs : le secteur résidentiel, le secteur commercial et institutionnel, le secteur des transports et le secteur industriel. Au total, le modèle prévoit une croissance de 18 % faisant passer la consommation totale d'énergie de 39 millions de tonnes équivalent pétrole (Mtep) en 2009 à 46 Mtep en 2020 à 50 Mtep en 2030. L'électricité devrait demeurer la première source d'énergie, avec 40 % du total, le pétrole reculant légèrement à 37 % au profit de la biomasse (8 %) et du gaz naturel (14 %). » (Commission sur les enjeux énergétiques, p. 52)

Figure 2.9 Projection de la consommation d'énergie par forme d'énergie d'ici à 2030

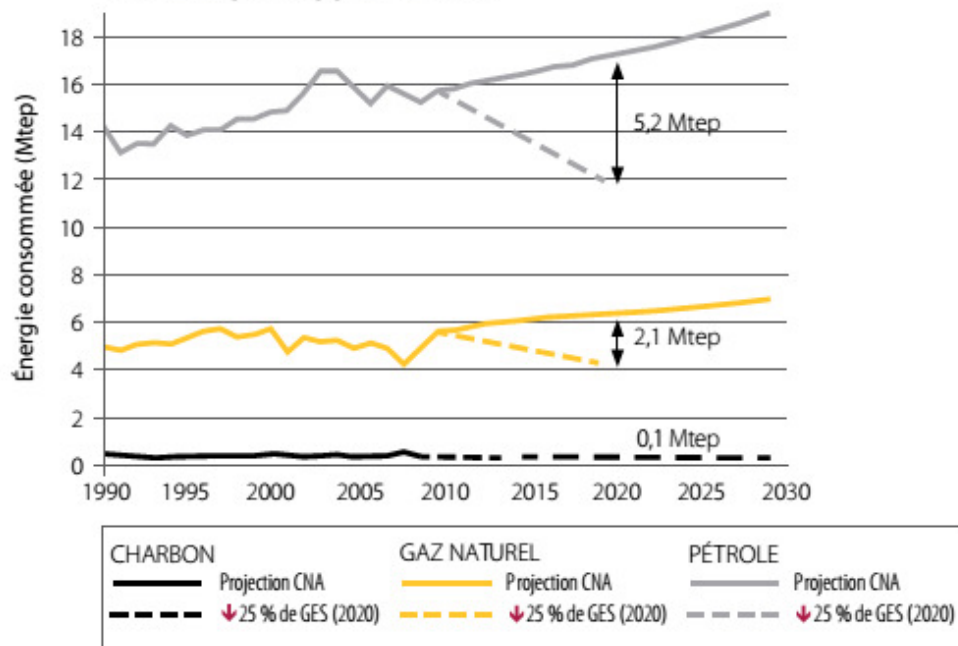


Sources : Ministère des Ressources naturelles et Office national de l'énergie.

Note : Les projections ont été calculées au moyen d'une adaptation du modèle de référence 2011-2035 de l'Office national de l'énergie à partir des données historiques réelles du ministère des Ressources naturelles. Les prévisions de la consommation par forme d'énergie sont obtenues en posant l'hypothèse que la distribution des formes d'énergie consommée par secteur reste la même qu'en 2009 telle que l'illustre la figure 2.6.

Au-delà de cette prévision de base, la Commission sur les enjeux énergétiques évoque une panoplie de mesures volontaristes pour réduire la consommation de pétrole en deçà du scénario de base :

Figure 6.1 Estimation de l'écart de la consommation d'énergie fossile entre le scénario de référence, sans nouvelles mesures de réductions de GES, et un scénario qui atteindrait la cible de réduction de 25 % de GES en 2020 par rapport à 1990



Note : Le scénario de référence est calculé au moyen d'une adaptation du modèle de référence 2011-2035 de l'Office national de l'énergie du Canada appliquée aux données historiques réelles du ministère des Ressources naturelles.
 Projection CNA : Estimation de la consommation d'énergie fossile selon le cours normal des affaires, c'est-à-dire sans nouvelles mesures gouvernementales à partir de 2010.
 Cible GES 2020 : Estimation de la consommation d'énergie fossile permettant l'atteinte de l'objectif de réduire de 25 % les émissions de GES en 2020 par rapport à 1990.

Plusieurs indices permettent de douter du réalisme d'atteindre un objectif aussi ambitieux en matière de diminution de la consommation. D'une part, les efforts passés n'ont pas donné les résultats escomptés :

« À partir de 1983, la demande en énergie a crû de façon soutenue jusqu'à la crise financière de 2008, en dépit des divers programmes d'efficacité énergétique mis en place depuis. » (Commission sur les enjeux énergétiques, p. 37)

« Le Québec, avec sa stratégie énergétique 2006-2015, visait une première cible d'économies de pétrole : 2 Mtep, avec pour but de faire passer la part du pétrole de 39 à 35 % de l'assiette énergétique du Québec. Depuis, le Québec n'a réalisé que des

économies cumulées de 0,3 Mtep de 2002 à 2012, soit à peine 15 % de sa cible (2 Mtep) à l'horizon 2015. (Commission sur les enjeux énergétiques, p. 61)

Entre autres, en raison de la hausse du nombre de véhicules, même s'ils sont moins énergivores qu'auparavant :

« Malgré une efficacité énergétique accrue des véhicules, la consommation d'énergie dans le secteur des transports a augmenté de 30 % de 1990 à 2009, soit une hausse de 15 % par habitant. Entre autres raisons, une hausse nette de plus de 2 millions de véhicules sur les routes du Québec durant la période, amplifiée par une préférence toujours plus grande des Québécois pour les camions légers. » (Commission sur les enjeux énergétiques, p. 44)

Pour l'avenir, la Commission sur les enjeux énergétiques reconnaît l'ampleur du défi :

« Compte tenu de l'augmentation annuelle moyenne de 2 % par année du nombre de véhicules sur les routes et de 1,4 % des émissions qui y sont associées, même si le Québec atteignait la cible de 25 % (proposée en 2011) de véhicules électriques de l'ensemble des véhicules vendus en 2020, le nombre absolu de nouveaux véhicules fonctionnant à l'essence et au diesel serait presque le même qu'en 2010 (figure 8.2). En prime, une part toujours grandissante serait faite aux camions légers qui sont plus énergivores que les voitures. Ainsi, même avec un des parcs automobiles les plus verts de la planète, le Québec parviendrait à stabiliser ses émissions de GES du secteur des transports, mais pas à les réduire. Conclusion, seul un changement profond de la structure même des modes de déplacement permettra d'atteindre les cibles d'émissions de GES relatives au transport individuel. (Commission sur les enjeux énergétiques, p. 73)

De son côté, le Conference Board prévoit une réduction de la demande à l'échelle de l'Amérique du Nord :

« Les mesures prises afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre, y compris l'adoption de normes d'efficacité plus exigeantes pour les véhicules et la promotion de carburants de remplacement, devraient aider à réduire la demande de produits

raffinés sur les marchés établis des pays de l'OCDE. En Amérique du Nord, on prévoit que la demande passera de 21,9 à 19,4 millions de barils par jour (mmbj), une baisse de 11 p. 100. » (Conference Board, pdf p. 11)

Il s'agit là d'une diminution beaucoup plus forte que celle prévue pour l'ensemble des pays de l'OCDE, soit une diminution de 0,6 % par an entre 2009 et 2035. (Conference Board, pdf p. 14)

Ces diverses prévisions permettent d'anticiper un plafonnement, voire une légère diminution de la demande de pétrole, mais cette demande demeurera considérable dans un avenir prévisible :

« Quelles que soient les orientations retenues dans la future politique énergétique, les hydrocarbures continueront d'occuper une place importante dans le bilan énergétique et économique du Québec. Ces sources d'énergie présentent en effet de nombreux avantages qui les rendent difficiles à remplacer pour certains usages. Par exemple, le pétrole est facile à transporter et possède une très grande densité énergétique; il sera donc une source importante d'énergie pour le secteur des transports pour encore plusieurs années. » (Commission sur les enjeux énergétiques, p. 84)

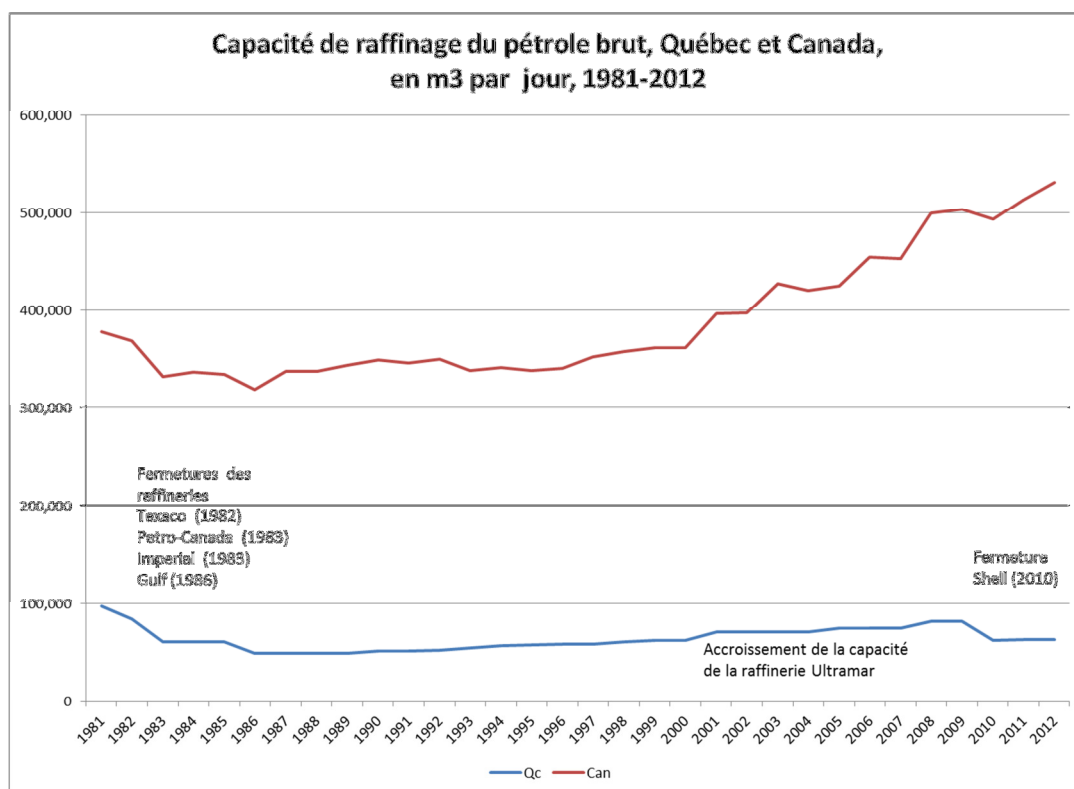
Ces observations, notamment celles émanant du gouvernement du Québec, viennent contredire l'argument selon lequel le Projet n'est pas nécessaire en raison d'une volonté de « s'affranchir du pétrole ». Ultimement, ce sont les consommateurs finaux de produits pétroliers, donc les Québécoises et les Québécois, qui détermineront par leurs propres comportements le niveau de la demande et le rythme de sa diminution. Il est possible, voire souhaitable, de viser à réduire la demande de pétrole. Cela dit, cet objectif de politique publique peut être poursuivi sans empêcher l'industrie pétrochimique québécoise de survivre.

2.5. Capacité de raffinage : tendance à la baisse

2.5.1. Le passé

« Au cours des 30 dernières années, l'industrie canadienne du raffinage a connu une restructuration massive. Depuis les années 1970, le nombre de raffineries en service est passé de 40 à tout juste 19 de nos jours. Cette diminution a cependant été compensée par des augmentations de capacité réalisées dans les installations restantes grâce à des dépenses d'investissement et à des gains d'efficacité. »
(Conference Board, pdf p. 9)

Le graphique suivant illustre l'évolution de la capacité de raffinage au Québec et au Canada, selon les données de l'Association canadienne des producteurs de pétrole.⁴



À l'échelle internationale aussi, l'industrie du raffinage est en transformation :

« Au cours des trois dernières années (avant 2012), 2 millions de barils par jour (Mb/j) de la capacité de raffinage du bassin Atlantique ont été éliminés (y compris la raffinerie Shell à Montréal-Est, au Québec). Un autre 500 milliers de barils par jour

⁴ Source des données : <http://membernet.capp.ca/SHB/Sheet.asp?SectionID=7&SheetID=250>

(kb/j) est à vendre et pourrait être éliminé en l'absence d'acheteurs (y compris la raffinerie de l'Impériale à Dartmouth, en Nouvelle-Écosse). En même temps, 1,1 Mb/j de capacité a été ajouté, principalement dans les raffineries de haute conversion sur la côte américaine du golfe du Mexique. »
(Baker & O'Brien, p.3)

2.5.2. Le présent

De nos jours, le Québec est tout juste autosuffisant sur le plan de la capacité de raffinage :

« Avec la fermeture en 2010 de la raffinerie Shell, située à Montréal-Est, (le Québec) a vu réduire sa capacité de transformation de pétrole brut à environ 405 000 barils par jour ou 21 Mtep par année, ce qui couvre un peu plus que ses besoins quotidiens. Aujourd'hui, deux raffineries se partagent cette capacité de transformation : celle d'Ultramar, située à Lévis, avec 265 000 barils par jour, et celle de Suncor (anciennement Petro-Canada), à Montréal-Est, avec 140 000 barils par jour. »
(Commission sur les enjeux énergétiques, p. 19)

« Les raffineries de l'Est du Canada opèrent présentement dans un environnement économique difficile. Elles font concurrence à d'autres raffineries dans le bassin Atlantique, y compris les raffineries américaines à l'est des Rocheuses et les raffineries en Europe.»
(Baker & O'Brien, p. 3)

«[...] Le Québec et l'Est du Canada constituent la zone la plus compétitive pour ce qui est du raffinage au Canada. Compte tenu de notre accès à la voie maritime du Saint-Laurent et à son estuaire, la concurrence dans ce marché en particulier est féroce et comprend non seulement des raffineries québécoises, mais également des raffineries situées sur toute la côte est américaine, dans le golfe du Mexique et même en Europe. Des produits finis comme l'essence et le diesel peuvent être importés au Québec en provenance de tous ces endroits. » (Témoignage de Bruno Francoeur de Suncor, *Journal des débats*, Assemblée nationale, p. 3)

Ces observations soutiennent l'idée selon laquelle les grossistes et les distributeurs de produits pétroliers desservant l'Est du Canada peuvent s'approvisionner auprès des raffineries à travers le bassin atlantique. Ainsi, les raffineries de l'Est du Canada sont vulnérables, car cette région pourrait être approvisionnée en produits pétroliers par train ou par bateau, à partir de pétrole de l'Ouest raffiné ailleurs, comme dans le golfe du Mexique. Cette solution pourrait coûter moins cher que raffiner au Québec du pétrole importé au prix Brent.

2.5.3. Le futur

Pour l'avenir, des analystes s'attendent à une diminution du nombre de raffineries au Canada, résultat conjugué de la baisse anticipée de la demande, de la concurrence des raffineries américaines et de la poursuite du mouvement de rationalisation des 30 dernières années. L'étude du Conference Board table sur une réduction de 10 % de la capacité de raffinage au Canada :

« Compte tenu des pressions concurrentielles avec lesquelles doivent composer les raffineurs canadiens, nous avons établi un scénario hypothétique où l'on prévoit que le Canada perdra définitivement 10 p. 100 de sa capacité de raffinage, alors que la production intérieure fait place aux importations. » (Conference Board, pdf p. 5)

Mais une diminution de la capacité de raffinage au pays, d'un pourcentage x, ne signifie pas nécessairement une diminution proportionnelle du nombre de raffineries. Le mouvement de rationalisation/consolidation pourrait se poursuivre et il pourrait y avoir plusieurs autres fermetures. À preuve, bien que le Québec ait perdu cinq raffineries depuis 1980 (Texaco en 1982, Petro-Canada et Imperial en 1983, Gulf en 1986 et Shell en 2010), la vague de fermetures d'usines du début des années 80 a été compensée en partie par l'augmentation de la capacité d'Ultramar durant les années 2000.⁵

L'étude Baker & O'Brien a analysé les perspectives de survie des raffineries de l'Est du Canada :

⁵ Source : Canadian Association of Petroleum Producers, site web consulté le 19 juillet 2013
<http://membernet.capp.ca/SHB/Sheet.asp?SectionID=7&SheetID=250>

« Une réduction de la consommation de produits pétroliers est un objectif visé par la plupart des gouvernements dans le bassin Atlantique. Si les politiques visant à réduire la consommation de produits pétroliers sont couronnées de succès, il est probable que certaines raffineries de pétrole deviendront superflues et cesseront leurs activités. Baker & O'Brien s'attend à ce que la rentabilité des raffineries dans le bassin Atlantique continue de diminuer jusqu'à ce qu'une combinaison de nouvelles fermetures de raffineries et une demande accrue de produits pétroliers raffinés remette en équilibre la capacité de raffinage et la consommation. »
(Baker & O'Brien, p. 4)

« Si l'on se fonde sur les hypothèses du scénario de référence et n'importe lequel des scénarios économiques envisagés, il est prévu qu'une raffinerie de l'Est du Canada ne sera pas viable sur le plan économique et devra probablement cesser ses activités. Cette raffinerie est exclue du scénario de référence et de l'étude de cas. Trois ou quatre autres raffineries de l'Est du Canada sont présentement vulnérables et pourraient cesser leurs activités avant même de prendre en considération les coûts supplémentaires de l'étude de cas, mais il était prévu qu'elles poursuivraient leurs opérations dans le scénario de référence. » (Baker & O'Brien, p. 10)

La raffinerie Impériale de Dartmouth (Nouvelle-Écosse) ayant récemment annoncé sa conversion en terminal pétrolier, il resterait donc trois ou quatre autres raffineries vulnérables dans l'Est du Canada :

« Dans le scénario de référence, au moins quatre des raffineries de l'Est du Canada sont vulnérables (une dont on avait présumé qu'elle cesserait ses activités et trois autres qui pourraient cesser leurs activités), sans même considérer les exigences d'investissement du scénario de référence. Selon les prévisions à court ou à moyen terme, ces quatre raffineries seraient incapables de satisfaire au test de survie des flux de trésorerie décrit à la Section 5 si les coûts de conformité de l'étude de cas (les coûts de réduction des émissions de GES étant fixés à 50 \$CA/tonne d'eCO2) étaient imposés. L'application des politiques et initiatives de l'étude de cas augmente la probabilité que ces raffineries ne survivront pas. Une autre raffinerie de l'Est du Canada a passé le test de survie des flux de trésorerie, mais sa compétitivité dans le bassin Atlantique est discutable. À moins que ces raffineries ne soient en mesure de

transférer les coûts de conformité associés à l'étude de cas aux consommateurs, il est possible que cinq des neuf raffineries de l'Est du Canada doivent cesser leurs activités. » (Baker & O'Brien, p. 48)

2.6. Le rôle des raffineries dans la sécurité énergétique

Qu'arriverait-il si l'une des deux raffineries restantes au Québec cessait ses opérations de raffinage? À long terme, les raffineries étrangères pourraient approvisionner le marché québécois et il n'y a pas lieu de craindre une rupture des approvisionnements :

« C'est assez facile d'importer à Montréal. [...] Les produits peuvent venir de l'Europe, de la côte Est américaine, golfe du Mexique. Il y a beaucoup de produits disponibles sur le marché. (Témoignage de Bruno Francoeur de Suncor, *Journal des débats*, Assemblée nationale, p. 13)

Ce raisonnement est valide dans un contexte normal, quand les importateurs/grossistes en produits pétroliers ont le temps de prévoir et de s'adapter à une réduction de la capacité de raffinage au Québec. Par contre, dans des situations exceptionnelles, comme un conflit politique ou militaire, la dépendance accrue envers des raffineries étrangères, résultant d'une réduction de la capacité de raffinage au Québec, représente une menace à la sécurité énergétique.

Les raffineries du Québec jouent un rôle clé dans la chaîne d'approvisionnement en produits pétroliers :

« Puisque la totalité des hydrocarbures fossiles consommés au Québec est importée, la sécurité de l'approvisionnement en pétrole et en gaz ne peut être ignorée. Alors que la pénurie de pétrole à l'échelle mondiale n'est pas à craindre pour la prochaine décennie, des changements importants continuent de survenir dans l'équilibre énergétique mondial, des changements que le Québec doit tenter d'anticiper et auxquels il doit constamment s'adapter. La sécurité de l'approvisionnement s'appuie notamment sur deux raffineries au Québec. Celles-ci assurent l'approvisionnement à la fois en pétrole et en essence, ce qui diminue la vulnérabilité du Québec sur le marché des hydrocarbures, en plus de soutenir le secteur de la pétrochimie, un

secteur important pour son économie. » (Commission sur les enjeux énergétiques, p. 85)

Si l'une des deux raffineries du Québec fermait, un accident industriel majeur dans l'autre pourrait l'amener à suspendre sa production pour une durée indéterminée, laquelle serait fonction de la gravité de l'accident. Le délai pour que la raffinerie restante ou les grossistes indépendants se réapprovisionnent sur le marché international des produits pétroliers dépendra des conditions d'offre et de demande ayant cours sur le marché à ce moment-là. Toutefois, il est facile d'imaginer l'ampleur de la perturbation causée à l'économie et à la société québécoise si ce délai devenait significatif.

Outre son impact sur le volume d'approvisionnement en produits pétroliers, la fermeture de l'une des deux raffineries abaisserait le niveau de concurrence sur le marché québécois, ce qui n'est pas bon pour les consommateurs. Les prix demandés par la raffinerie restante continueraient d'être limités par la concurrence des importateurs indépendants. Néanmoins, la présence de deux raffineries locales se faisant concurrence est préférable du point de vue des consommateurs.

2.7. Quelles sont les raffineries vulnérables à la fermeture?

À partir de la prémisse que l'industrie du raffinage dans l'Est du Canada va continuer de se rationaliser, on peut dès lors se demander quelles seront les prochaines raffineries qui cesseront leurs activités. Pour commencer à répondre à cette question, rappelons quelques considérations :

2.7.1. Le rôle clé des investissements

La pérennité des raffineries nécessite des investissements réguliers, à la fois pour les maintenir en état, pour accroître leur efficience et pour se conformer aux nouveaux règlements environnementaux plus exigeants

« Les raffineries fonctionnent dans des conditions hivernales extrêmes, et il faut constamment y investir en entretien et en matériel pour qu'elles fournissent un meilleur rendement et respectent la réglementation en matière d'environnement et

de sécurité. Sans ces investissements, le Canada pourrait voir disparaître sa situation d'exportateur net de produits raffinés, devant la concurrence de raffineries américaines qui se sont déjà ré-outillées massivement pour s'adapter au pétrole lourd. » (Conference Board, p. ii)

En plus des investissements requis pour maintenir la compétitivité des raffineries, il y a ceux requis pour se conformer aux nouvelles normes environnementales :

« Le total des investissements requis est de 3,56 milliards de dollars canadiens, de 2,79 milliards de dollars canadiens dans l'Est du Canada et de 0,77 milliard de dollars canadiens dans l'Ouest du Canada. Or, de tels investissements nécessitent des flux de trésoreries suffisants. Si la rentabilité d'une raffinerie est marginale, ces flux seront insuffisants. C'est pourquoi il importe de baisser le coût d'approvisionnement des raffineries de l'Est du Canada. »
(Baker & O'Brien, p. 8)

2.7.2. Pour investir, il faut une rentabilité suffisante

Selon le Conseil du patronat du Québec, dans le concept développement durable, le mot *durable* est très important.

Selon Baker & O'Brien, la clé de la survie d'une raffinerie, comme de n'importe quelle entreprise, c'est sa rentabilité :

« D'après notre expérience, cinq fois le flux de trésorerie annuel prévu constitue une limite raisonnable au montant d'investissement non productif qu'une entreprise accepterait de faire. En pratique, chaque entreprise utiliserait son propre jugement et ses propres critères d'investissement. Nous avons utilisé nos estimations du flux de trésorerie des raffineries et des exigences d'investissements de conformité pour mesurer la probabilité que les raffineurs décident de cesser leurs activités plutôt que de faire l'investissement nécessaire. »
(Baker & O'Brien, p. 30)

« En règle générale, les raffineurs n'investiraient pas dans un projet à moins qu'ils ne puissent anticiper un taux de rendement correspondant au coût d'option du capital. On a présumé que les raffineurs nécessiteraient un taux de rendement après impôt de 10 % basé sur une durée de vie utile de 15 ans, un plan d'amortissement accéléré de 10 ans, un taux d'imposition de 38 %, et une période de construction de 2 ans. » (Baker & O'Brien, p. 37)

Dans le cas de la raffinerie Suncor de Montréal, son dirigeant a exprimé en 2011 la règle générale énoncée dans l'étude Baker & O'Brien :

« Suncor en poursuivra l'exploitation (de sa raffinerie de Montréal) tant et aussi longtemps que nous pourrons le faire de manière concurrentielle et rentable. » (Témoignage de Bruno Francoeur, *Journal des débats*, Assemblée nationale, p. 2)

« Pour qu'on mesure comment on est concurrentiels et profitables, ce n'est pas tellement compliqué. On mesure les profits qu'on fait à chaque année. Il faut faire des profits assez pour réinvestir les sommes qu'on a à investir, parce que, si on investit des sommes comme 750 millions, il faut faire assez d'argent pour pouvoir les payer (*Ibid.*, p. 7).

Bref, la survie des deux raffineries restantes du Québec dépend de leur rentabilité, relativement aux autres raffineries susceptibles d'approvisionner le marché québécois à coût compétitif.

2.7.3. Une rentabilité comprimée par le coût d'approvisionnement en pétrole brut

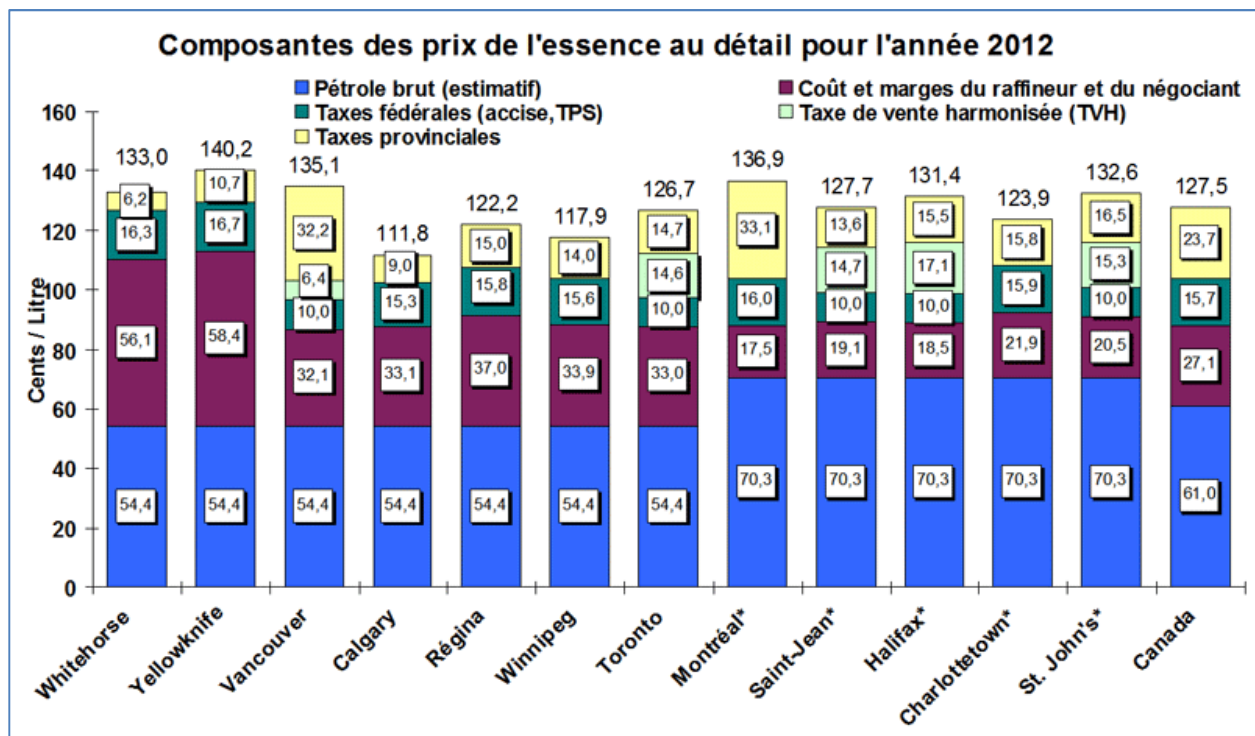
L'étude Baker & O'Brien note la rentabilité précaire des raffineries de l'Est du Canada :

« La capacité de raffinage dans cette région (Est du Canada) dépasse les exigences fondées sur la consommation actuelle de produits pétroliers. Le surplus de capacité de raffinage exerce une pression à la baisse sur la rentabilité des raffineries. » (Baker & O'Brien, p. 3)

La Commission sur les enjeux énergétiques identifie le coût d'approvisionnement en pétrole brut comme principale cause du problème :

« Le marché pétrolier étant mondial, quelle que soit la source d’approvisionnement, le Québec, à l’instar de la majorité des pays, est en compétition avec la planète entière pour obtenir du pétrole. N’ayant pas d’accès direct au pétrole canadien, il n’a pu profiter de l’écart de prix important observé ces dernières années entre le pétrole canadien et le pétrole d’ailleurs. » (Commission sur les enjeux énergétiques, p. 23)

Ces observations sont soutenues par les données du ministère des Ressources naturelles du Canada, illustrées dans le graphique suivant. Il montre que la marge d’exploitation des raffineries de l’Est du Canada, laquelle comprend le coût de revient et le bénéfice d’exploitation des raffineries, est moins de la moitié de celle des raffineries de l’Ouest du Canada.



Source : MRNC, *Info-Carburant*, Revue annuelle – 2012.

Le graphique illustre l’impact de la source d’approvisionnement en pétrole brut : tandis que les raffineries de l’Ouest et de l’Ontario s’approvisionnent en pétrole de l’Ouest, celles du Québec et des provinces de l’Atlantique doivent payer des prix basés sur l’étalon Brent.

Incidentement, le graphique précédent montre aussi que le prix de l'essence à la rampe de chargement (lequel comprend le coût du brut et la marge de raffinage, mais exclut la marge du détaillant et les taxes) ne varie pas beaucoup d'un bout du pays à l'autre. Ainsi, les raffineurs de l'Est du Canada ne peuvent transférer aux consommateurs le coût additionnel de leur approvisionnement en pétrole brut, car leurs prix de vente sont limités par la concurrence des importateurs/grossistes. C'est donc la marge d'exploitation du raffineur qui est comprimée. Cette situation résulte du fait que les prix du pétrole brut et ceux des produits pétroliers évoluent selon l'offre et la demande (et les anticipations des joueurs) dans deux marchés distincts. Les prix au jour le jour dans chacun de ces marchés sont déterminés par une série de facteurs propres, même si le prix de l'essence est largement déterminé, sur une base mensuelle ou annuelle, par celui du brut. Dans les mots du consultant en énergie Roger McKnight :

« [...] the prices at the pump do not follow the input costs of crude; they follow the whims of the Wall Street speculators. So we could have situations where crude could actually go down, but the prices of gasoline could go up because the speculators see some geopolitical threat on the horizon and they're guessing that the price of gasoline is going to go up. » (« Will eastern oil pipelines lead to lower prices at the pump for Canadians? », *Globe and Mail*, 19 avril 2013)

2.7.4. La compétitivité des raffineries du Québec

Compte tenu des informations précédentes, quelles sont donc les chances de survie des deux raffineries restantes du Québec sous l'hypothèse qu'elles ne pourront pas s'approvisionner en pétrole de l'Ouest? Le tableau suivant classe les neuf raffineries de l'Est du Canada selon leur capacité :

Raffinerie	Propriétaire	Capacité (bpj)	Région source d'approvisionnement	Statut
Corunna Refinery, St. Clair, ON	Shell	72 000	Ouest	En exploitation
Sarnia Refinery,	Suncor	85 000	Ouest	En exploitation

Sarnia, ON				
Imperial Oil Refinery, Dartmouth, NS	Imperial	89 000	Atlantique	En exploitation, conversion en terminal annoncée ⁶
Nanticoke Refinery, Nanticoke, ON	Imperial	112 000	Ouest	En exploitation
North Atlantic Refinery, Come by Chance, TN	Korea National Oil Corporation	115 000	Atlantique	En exploitation
Sarnia Refinery, (Imperial Oil), Sarnia, ON	Imperial	115 000	Ouest	En exploitation
Suncor Energy Refinery, Montréal, QC	Suncor	140 000	Ouest	En exploitation
Jean Gaulin, Lévis, QC	Valero	215 000	Atlantique	En exploitation
Irving Oil Refinery, Saint John, NB	Irving	300 000	Atlantique	En exploitation

Quatre informations, mentionnées ci-dessous, laissent croire que la raffinerie Suncor à Montréal pourrait faire partie du groupe des quatre ou cinq raffineries dont l'étude Baker & O'Brien a anticipé la fermeture.

1) Dans le tableau précédent, les quatre raffineries situées en Ontario sont approvisionnées par du pétrole de l'Ouest. Celle de Suncor à Montréal et les quatre autres sont approvisionnées surtout par du pétrole provenant du bassin atlantique et acquis à un prix basé sur le Brent (ou le Bonny Light africain, plus cher).

⁶ Source : <http://tinyurl.com/n7xomfl>

2) En février 2011, avant que l'écart entre le prix du pétrole Brent et le prix du pétrole de l'Ouest n'atteigne son sommet, le dirigeant de la raffinerie Suncor en évaluait la rentabilité ainsi :

« [...] on est à peu près au milieu du peloton, basé sur les chiffres, mais on n'a pas encore eu... on a hâte de voir les nouveaux chiffres, ceux de 2010. Mais, basé sur les chiffres qu'on avait à l'époque puis sur les prévisions qu'on a, on est à peu près au milieu de peloton. » (Témoignage de Bruno Francoeur, *Journal des débats*, Assemblée nationale, p. 15)

3) Selon le syndicat des employés de Suncor :

« Suncor a déjà affirmé qu'elle n'a pas l'intention de fermer la raffinerie, mais le syndicat qui représente les employés de Suncor à Montréal-Est croit qu'il s'agit d'une réelle possibilité si jamais Enbridge n'obtient pas la permission d'inverser le sens d'écoulement du pipeline qui transporte du pétrole de Montréal à Sarnia (Ontario). [...] " Si jamais le sens d'écoulement de la ligne 9 n'est pas inversé, je pense, et on est plusieurs à le croire, qu'on va tranquillement s'en aller vers une fin ", a dit lors d'un entretien hier un représentant national du SCEP-FTQ, Daniel Cloutier. [...] " Ça ne sera pas dans l'immédiat. Il n'y a pas de plan immédiatement pour cesser les activités de la raffinerie, mais à un moment donné, ce que ça veut dire, c'est que les investissements ne viendront plus à Montréal. Ils seront dirigés ailleurs, là où la capacité de rentabiliser les investissements sera plus importante qu'à Montréal ", a ajouté M. Cloutier. »
(*Le Devoir*, 6 décembre 2012)

4) Pierre-Olivier Pineau, professeur à HEC Montréal et spécialiste des politiques énergétiques, s'est exprimé dans le même sens :

« Il ne reste plus qu'une raffinerie à Montréal, Suncor. Je crois que si Suncor la maintient à Montréal, c'est dans l'espoir de pouvoir raffiner son propre pétrole éventuellement. Si c'est impossible à moyen terme, elle aura beaucoup moins d'intérêt à la garder ouverte. Donc, pour le maintien de cette raffinerie-là, c'est un

projet très important. » (Pierre-Olivier Pineau, « Pipeline d'Enbridge : deux experts se prononcent », Radio-Canada, 8 mars 2013⁷)

« " La raffinerie de Montréal n'est pas une grosse raffinerie, alors que la tendance actuelle dans l'industrie est à la concentration des activités de raffinage. Montréal n'est pas non plus une plaque tournante de l'industrie pétrolière. En plus, les sources pétrolières de l'est traitées ici sont beaucoup plus chères ", explique-t-il. Pour toutes ces raisons, la raffinerie de Montréal ne serait pas vraiment intéressante pour Suncor et donc en sursis. En revanche, elle redeviendrait plus rentable si l'on raffinait du pétrole de l'Ouest sensiblement moins cher. En outre, traiter à Montréal le pétrole des sables bitumineux que Suncor extrait en Alberta permettrait à la pétrolière d'augmenter ses marges de profit en poursuivant l'intégration de ses activités de production à ses activités de raffinage et de distribution, qu'elle a acquises avec le rachat de Petro-Canada en 2009. » (Workopolis, « Plus de pétrole, plus d'emplois? », 22 mai 2013⁸)

En ce qui a trait à la raffinerie Jean-Gaulin, à Lévis, propriété de Valero, la situation semble moins précaire :

« Cette usine n'est pas une raffinerie ordinaire. Elle occupe la deuxième place au Canada en termes de capacité de brut. Elle est l'une des meilleures raffineries en Amérique du Nord pour le rendement du capital investi et le coût le plus bas par baril raffiné. C'est là un avantage concurrentiel que nous ne voulons pas perdre. » (Allocution de Ross R. Bayus, président de Valero Canada, devant la Chambre de commerce du Montréal métropolitain, 28 mai 2013, p. 8⁹)

Mais l'avenir n'est pas assuré pour autant. Interrogé en point de presse après son allocution, M. Bayus a évoqué lui aussi le risque que les investissements futurs soient détournés vers d'autres raffineries de son groupe :

« Si Enbridge n'obtient pas l'autorisation d'inverser son pipeline, est-ce que la raffinerie d'Ultramar à Lévis va fermer? Ce n'est pas nécessairement une question de

⁷ Source : <http://tinyurl.com/k7em48t>

⁸ Source : <http://tinyurl.com/lcu4mq1>

⁹ Source : <http://www.cmm.qc.ca/fr/nouvelles/discours-ross-r-bayus/>

fermeture. Il n'y a pas d'inquiétude dans l'immédiat. Mais c'est une question d'investissements futurs. Arrêter d'investir dans une raffinerie, et c'est juste une question de temps avant que la raffinerie ne ferme » (François Pouliot, *Les Affaires*, « Pour Lévis, oui à Enbridge, mais après un poker », 29 mai 2013¹⁰)

2.8. Impact du Projet sur le prix payé par les raffineries du Québec pour leur brut

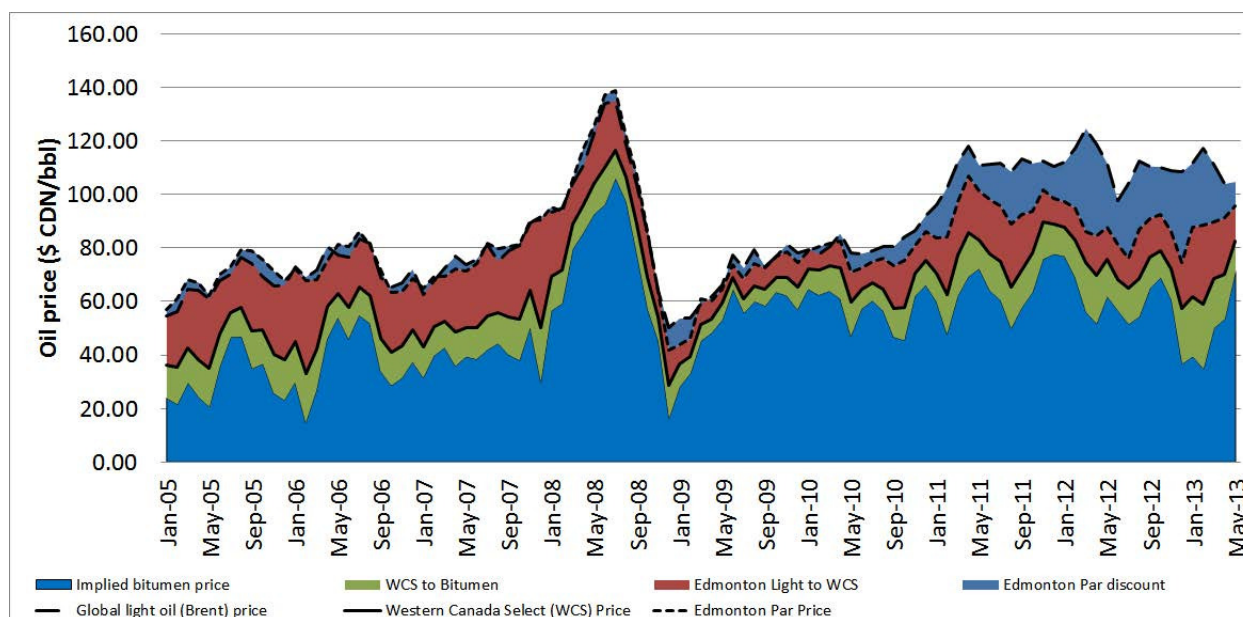
Dans son étude d'impact économique, Enbridge estime que les raffineries vont épargner environ 23 milliards de dollars en 30 ans grâce au projet. Il s'agit du principal poste qui entre dans le calcul de l'avantage économique, bien avant le volume des investissements. Le tableau suivant est construit à partir des données fournies par Enbridge (« Attachment 1 to Stratégies Énergétiques IR 1.1.dR »). Les colonnes A à E reproduisent les prévisions de prix dans ce document. La colonne de droite (A/D) donne le rapport entre le prix du pétrole canadien Mixed Sweet (MSW, a.k.a. « Edmonton Par ») par rapport au prix Brent sur les 30 années de la projection. Ce rapprochement donne une escompte de l'ordre de 7 à 8 % pour le MSW par rapport au Brent.

	Mixed Sweet (MSW, a.k.a. « Edmonton Par »)	Sweet Synthetic	Bakken	Brent	Bonny Light	
	A	B	C	D	E	A/D
2013	91.18	92.77	94.25	97.58	101.95	93%
2014	91.25	93.52	96.81	97.58	101.95	94%
2015	95.63	98.3	99.8	99.52	104.01	96%
2016	96.67	99.4	102.54	102.24	106.84	95%
2017	95.7	98.62	103.33	103.01	107.63	93%
2018	100.04	102.87	104.12	103.78	108.42	96%
2019	98.47	101.33	104.92	104.56	109.21	94%
2020	98.23	101.12	105.72	105.35	110.02	93%
2021	98.86	101.77	106.53	106.14	110.83	93%
2022	98.93	101.87	107.35	106.94	111.64	93%
2023	99.54	102.38	108.17	107.75	112.46	92%
2024	100.05	102.84	109	108.56	113.29	92%

¹⁰ Source : <http://tinyurl.com/k5jkxcs>

2025	100.22	103.03	109.84	109.38	114.13	92%
2026 to 2043	100.22	103.03	109.84	109.38	114.13	92%

Rétrospectivement, le graphique suivant illustre l'écart de prix historique entre le prix par baril (bbl) Brent que paient les raffineries de l'Est du Canada et le prix du pétrole canadien « Edmonton Par » (a.k.a Mixed Sweet, MSW).¹¹ Il montre que cet écart a été de l'ordre de 2 ou 3 % jusqu'en mai 2010. Par la suite, l'écart a cru jusqu'à un sommet de 20-25 % en 2012, puis s'est mis à rétrécir en 2013. Ainsi, la projection de l'avantage économique, tel que l'évalue Enbridge, suppose un écart inférieur à celui des deux dernières années, mais supérieur à la moyenne 2005-2010.



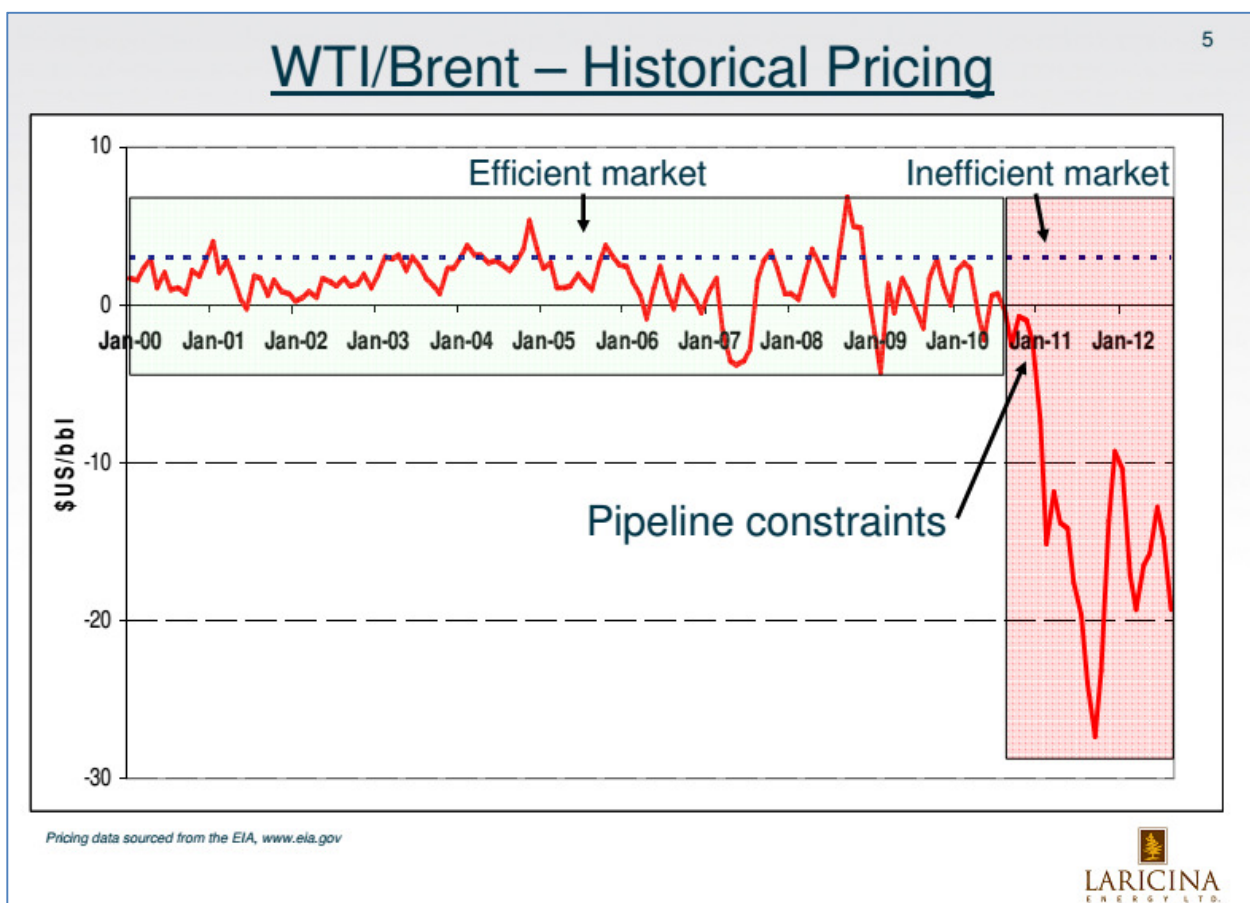
Le tableau suivant, tiré d'une étude de TD Economics, indique que le prix du MSW/Edmonton Par était de 93 % du prix Brent (76/82) sur la période 2005-2012, donc incluant les années anormales 2011 et 2012.

¹¹ Source : Blogue d'Andrew Leach, consulté le 19 juillet 2013 : http://andrewleach.ca/wp-content/uploads/2013/06/bitumen_bubble.jpg

TABLE 2: MAJOR PRICE BENCHMARK INDEXES, PRICES USD												
		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Dec-12	Feb-13	Average 2005-12
Brent	International	55	66	73	98	62	80	112	113	111	118	82
West Texas Intermediate (WTI)	North America	57	66	72	100	62	80	95	94	88	95	78
Western Canadian Select (WCS)	Heavy - Western Canada	--	--	--	80	52	65	78	72	55	69	69
Syncrude Sweet	Synthetic Crude - Western Canada	--	66	75	102	62	78	104	93	89	97	83
Edmonton Par	Light - Western Canada	57	65	72	96	58	75	96	86	75	87	76
PRICE SPREAD DIFFERENTIAL USD - BRENT												
West Texas Intermediate (WTI)	North America	2	1	-1	2	0	-1	-17	-19	-23	-22	-4
PRICE SPREAD DIFFERENTIAL USD - WTI												
Western Canadian Select (WCS)	Heavy - Western Canada	--	--	--	-20	-10	-15	-17	-22	-34	-26	-17
Syncrude Sweet	Synthetic Crude - Western Canada	--	0	2	2	0	-1	9	-2	1	1	2
Edmonton Par	Light - Western Canada	1	-2	-1	-4	-4	-4	1	-8	-13	-8	-2

Note: Figures are based on annual and monthly averages.
 Benchmark prices shown are meant to act as a proxy for the region and type of oil produced.
 Source: Bloomberg and TD Economics.

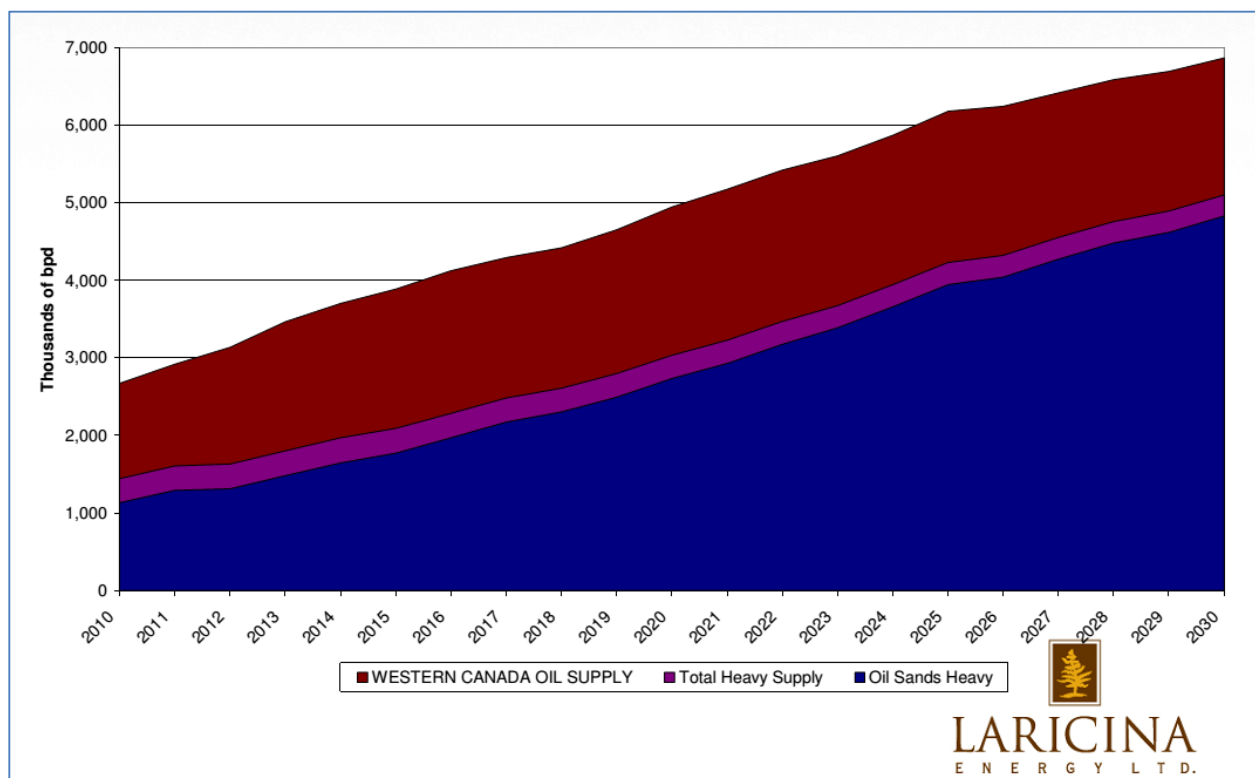
Le graphique suivant illustre l'escompte de l'étalon WTI par rapport au Brent depuis 2000. L'analyse explique l'écart anormal en 2011 et 2012 par le manque de capacité des oléoducs depuis l'accroissement de la production canadienne et américaine.



Les prévisions sur les cours futurs du pétrole sont prospectives, bien sûr, et il existe une multitude d'opinions divergentes sur le délai pendant lequel les écarts de prix entre le Brent et les pétroles américain et canadien vont se maintenir. Par exemple, la société-conseil Capital Economics prévoit que le rétrécissement de l'écart Brent-WTI va devenir permanent.

12

Un écart important entre le prix des pétroles canadiens et Bakken, d'une part, et ceux provenant du bassin atlantique (Europe et Afrique), d'autre part, pourrait se maintenir tant que l'exportation de la production canadienne (albertaine) sera limitée par le goulot d'étranglement actuel. Et cela, d'autant plus que l'on prévoit une croissance de la production albertaine dans les prochaines années, comme l'illustre le graphique suivant :

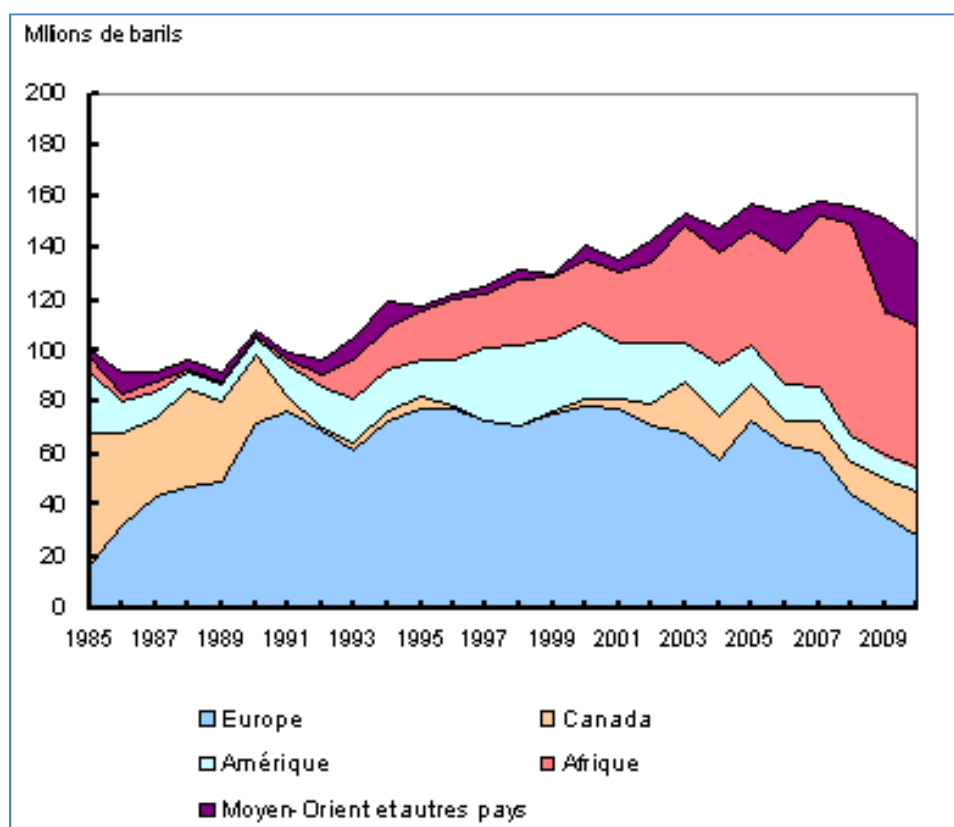


2.9. Substitution des sources étrangères par des sources locales : réduction du risque d'instabilité

¹² Source : <http://blogs.marketwatch.com/thetell/2013/07/05/capital-economics-expects-brent-wti-oil-price-spread-to-disappear/>

En 2010, le pétrole brut raffiné au Québec provenait en premier lieu d'Afrique, notamment de l'Algérie, de l'Angola et du Nigeria.

« De 1986 à 2006, l'Europe, et plus particulièrement la région de la mer du Nord (Royaume-Uni et Norvège), a été la principale source de l'approvisionnement québécois en pétrole brut. Cependant, depuis 2007, c'est de l'Afrique que provient la majorité des approvisionnements de pétrole brut. En 2010, les importations en provenance d'Afrique comptaient pour près de 40 % du total des importations. »
(Site web du MRNQ, consulté le 18 juillet 2013)



Selon les données du MRNQ (2010), les importations de pétrole brut en provenance d'Afrique proviennent principalement de trois pays : l'Algérie, l'Angola et le Nigeria.

Le *Economist Intelligence Unit* produit un index de l'instabilité politique qui classe les 165 pays sur une échelle de un (1) (le plus stable) à dix (10) (le plus instable) : « The Political Instability Index shows the level of threat posed to governments by social protest. The index

scores are derived by combining measures of economic distress and underlying vulnerability to unrest. » (Economist Intelligence Unit¹³)

La notion de « underlying vulnerability to unrest » comprend des mesures, entre autres, de l'inégalité, de la corruption, de la diversité ethnique, du traitement des minorités, du régime de gouvernement et du niveau de protection sociale.¹⁴

Les 165 pays sont ensuite regroupés dans quatre catégories : risque très élevé, risque élevé, risque modéré, risque faible. Selon ce classement, dont la plus récente édition remonte à 2010, donc avant le printemps arabe, deux des trois pays africains sources du pétrole importé au Québec (l'Angola et le Nigeria) figurent dans la catégorie « très risqué », tandis que l'Algérie figure dans la catégorie « risqué ». Par contraste, le Canada occupe le 163^e rang de ce classement; il s'agit donc du troisième pays le plus stable au monde après la Norvège et le Danemark.

L'instabilité politique est fonction, entre autres, du degré auquel les gouvernements d'un pays respectent les droits de l'homme. L'organisme Human Rights Watch (HRW) surveille et évalue la performance de chaque pays en matière de droits de l'homme. Les rapports HRW pour les trois pays sources du pétrole brut importé au Québec expliquent en partie l'instabilité politique qui les caractérise :

- Algérie : <http://www.hrw.org/world-report/2013/country-chapters/algeria>
- Angola : <http://www.hrw.org/world-report/2013/country-chapters/angola>
- Nigeria : <http://www.hrw.org/world-report/2013/country-chapters/nigeria>

Le risque d'instabilité politique dans trois des plus importants pays sources de pétrole brut du Québec représente une menace à la sécurité des approvisionnements de ses raffineries. En cas de crise politique dans l'un de ces pays, les raffineries du Québec qui s'y approvisionnent auraient à trouver des sources alternatives, tandis que l'équilibre offre-demande serait justement perturbé à l'échelle mondiale. Il pourrait être difficile de trouver de telles sources alternatives à un prix moins que prohibitif.

¹³ Source : <http://tinyurl.com/dmma4j>

¹⁴ Pour la méthodologie du Political Instability Index, voir <http://tinyurl.com/b54ke5c>

Le Projet aurait pour effet de remplacer le pétrole brut importé d'une gamme de pays, y compris des pays relativement instables, par des pétroles canadiens ou américains (Brakken). En cas de crise réduisant subitement l'offre en provenance de l'un des pays sources actuels, les raffineries du Québec continueraient d'être approvisionnées dans le cadre de leurs contrats avec des producteurs canadiens. Il s'agit donc là d'un moyen de mitiger une menace à la sécurité énergétique.

2.10. Diversité des sources d'approvisionnement

Certains intervenants ont identifié le risque selon lequel le Projet aurait pour effet d'accroître la concentration de l'approvisionnement en pétrole brut, ce qui est contraire à une stratégie de sécurité énergétique. Par exemple, en 2011, le député de Rousseau, devenu depuis ministre des Finances du Québec :

« [...] Si on inverse le pipeline, ce qui veut dire qu'on n'a plus de pétrole qui peut nous parvenir de Portland, il peut nous venir seulement de l'Ouest canadien, est-ce qu'il n'y a pas un danger de par le fait qu'on s'alimente strictement par l'Ouest canadien, alors que, dans le contexte actuel, on a tous les pays du monde qui produisent du pétrole qui peuvent nous en envoyer, là, on s'entend là-dessus? Est-ce qu'il n'y a pas un danger que, sur l'approvisionnement au Canada, au Québec, de pétrole brut parce que, encore une fois, il y a des clauses dans l'ALENA, il y a des clauses sécuritaires qui font qu'on a des obligations envers les Américains... est-ce qu'il n'y a pas un danger? » (Intervention de Nicolas Marceau à l'occasion des audiences sur la sécurité énergétique, CAPERN, février 2011)

En 2010, le Québec a importé 387 443 barils par jour en moyenne, selon les données du MRNQ. La capacité projetée de l'oléoduc 9B, de 300 000 bpj, sera donc probablement insuffisante pour répondre à l'ensemble des besoins des deux raffineries, lesquels totalisent environ 400 000 bpj. Les raffineries devront donc vraisemblablement maintenir d'autres modes d'approvisionnements additionnels, en plus de l'oléoduc 9B. En particulier, la raffinerie Valero, à Lévis, « serait en effet encore dépendante à 40 % d'approvisionnements par bateau du Texas et par train du Dakota et de l'Alberta. » (François Pouliot, *Les Affaires*, « Pour Lévis, oui à Enbridge, mais après un poker », 29 mai 2013)

2.11. Risque que le pétrole brut de l'Ouest ne serve pas à approvisionner les raffineries du Québec, mais soit plutôt destiné à l'exportation par un port de mer sur l'Atlantique

Certains intervenants ont prétendu que le véritable but du promoteur du Projet n'était pas d'approvisionner les raffineries de l'Est du Canada, mais plutôt de gagner un débouché sur un port de mer atlantique, celui de Portland (Maine) en l'occurrence. Selon le représentant d'Équiterre :

« [...] l'objectif avec les projets d'Enbridge, ce n'est pas de créer quelques centaines d'emplois à Montréal ou d'envoyer ça à Québec. L'objectif, c'est d'avoir accès à un port de mer pour exporter ça sur les marchés mondiaux. [...] Selon l'environnementaliste (Guilbeault), Enbridge veut ressortir des boules à mites son projet Trailbreaker qui avait reçu une forte opposition en 2008. Ce dernier devait être en fonction dès la mi-2010. L'entreprise prévoyait alors acheminer 200 000 b/j vers les raffineries de la côte américaine du golfe du Mexique qui possèdent déjà la technologie pour traiter le pétrole lourd. » (« Et si le pétrole passait tout droit? », *Avenir de l'est*, 7 mars 2013¹⁵)

Pour apprécier la validité de cette affirmation, il y a lieu de considérer que :

- Les raffineurs de l'Est du Canada, soit Suncor à Montréal, Valero à Lévis et un troisième joueur dans l'Est du Canada, se sont engagés à réserver toute la capacité de transport de l'oléoduc :

« In support of the Project, Enbridge held a formal binding open season from May 17 until June 15, 2012 for shippers interested in committing to a long term ship-or-pay TSA. [...] The TSA provides shippers with priority access to capacity in exchange for their significant ship-or-pay commitment to the Project. [...] Upon the close of the open season, Enbridge had received executed TSAs from three counterparties with refining interests in Eastern Canada, for a total volume commitment in excess of the firm capacity offered. »

(Enbridge Response to NEB IR No. 1, p. 2)

¹⁵ Source : <http://tinyurl.com/lgefem2>

« Enbridge expects that the vast majority of the 300,000 bpd throughput on the line will be delivered to the terminus of the pipeline at Montréal. »

« These refineries, operated by Suncor Energy Products Partnership Inc. and Ultramar Ltd., have capacity to refine 135,000 and 265,000 bpd respectively. This represents 133% of the capacity of the Project. » (Enbridge Response to NEB IR No. 1)

- Enbridge n'est pas propriétaire de l'oléoduc entre Portland et Montréal. Ce dernier est la propriété de la société Portland-Montréal Pipeline, laquelle est contrôlée par Shell, Suncor et Imperial Oil. Le projet d'inversion de l'oléoduc Portland-Montréal ferait l'objet d'une demande d'autorisation distincte à l'ONE. Les enjeux reliés à ce projet seront examinés distinctement. Les intervenants auront l'occasion, aux audiences portant sur cet autre projet, d'évaluer le niveau du risque évoqué par M. Guilbault.

2.12. Conclusion

Dans cette section, nous avons présenté des éléments de preuve à savoir que :

- La demande de produits pétroliers au Canada et au Québec, maintenant et dans le futur prévisible, est telle que l'objectif de réduire la consommation de produits pétroliers, notamment en tant que carburant, ne peut être retenu comme une solution de rechange crédible au Projet.
- La présence au Québec des deux raffineries restantes apporte des avantages sur le plan de la sécurité énergétique et de la concurrence. Leur maintien représente donc un objectif de politique publique valable.
- Certaines raffineries de l'Est du Canada sont susceptibles de fermer au cours des prochaines années si elles ne réussissent pas à demeurer concurrentielles. Celle de Suncor à Montréal pourrait en faire partie.
- Le Projet est pertinent au plan économique.
- Le Québec importe actuellement une bonne partie de son pétrole brut de pays qui présentent des risques d'instabilité politique, ce qui constitue un risque pour la sécurité des approvisionnements.

- Le Projet n'aurait pas pour effet de concentrer la totalité de l'approvisionnement en pétrole d'une seule source.
- Les faits ne soutiennent pas la crainte que le Projet serve en réalité à exporter le pétrole par Portland (Maine), aux dépens des raffineries du Québec.

3. Question 4 : Les effets environnementaux et socioéconomiques

De l'avis du Conseil du patronat du Québec, le développement durable repose sur trois grands piliers : l'environnement, l'économie et le social. Nous apportons ici des éléments de preuve relatifs aux effets socio-économiques du Projet. Nous ne traitons pas ici de ses effets sur l'environnement, car nous ne possédons pas d'expertise particulière sur ce sujet.

3.1. Enjeu régional : le niveau de vie dans l'Est de Montréal

La raffinerie Suncor est un établissement industriel majeur situé dans une zone, l'Est de Montréal, qui a connu et connaît encore des difficultés économiques.

3.1.1. La raffinerie Suncor : un actif industriel majeur

« La raffinerie de Suncor à Montréal emploie à elle seule environ 450 employés salariés et syndiqués. De plus, en tout temps ou presque, nous comptons entre 300 et 400 entrepreneurs qui travaillent sur place à la raffinerie, et ce nombre peut facilement atteindre le cap de 1 000 lorsque d'importants travaux d'entretien ou des projets sont en cours. Outre le nombre de personnes qu'elle emploie, Suncor est également un important consommateur de biens et services au Québec. En 2010, ses dépenses se sont chiffrées à environ 400 millions, ce qui témoigne des biens et services obtenus auprès de plus de 1 000 fournisseurs et vendeurs dans la province de Québec. » (Témoignage de Suncor, Commission permanente de l'agriculture, des pêcheries, de l'énergie et des ressources naturelles, 16 février 2011)

3.1.2. Le raffinage : une industrie créatrice de bons emplois

Pour apprécier ces chiffres de manière plus qualitative, rappelons que l'industrie du raffinage possède une main-d'œuvre hautement qualifiée et relativement bien rémunérée :

« Un cinquième des travailleurs de l'industrie du raffinage, mais seulement un travailleur sur douze du secteur manufacturier plus large, mentionnent les « sciences naturelles et appliquées » comme étant leur principal domaine d'activité professionnelle, ce qui reflète l'importance qu'accorde l'industrie à la science et à la technologie. »

« En 1991, un travailleur de l'industrie gagnait un salaire supérieur d'environ 50 p. 100 par rapport à la moyenne canadienne et, aujourd'hui, il jouit d'un revenu de deux tiers supérieur. De 1992 à 2009, la croissance moyenne des salaires de ce secteur a dépassé de 0,5 point de pourcentage par an la croissance globale de l'industrie (2,7 contre 2,2 p. 100) ». (Conference Board, pdf p. 38)

3.1.3. Un établissement situé dans une communauté qui a connu son lot de difficultés

L'Est de Montréal a subi une douloureuse rationalisation industrielle depuis les années 80, y compris la fermeture de quatre raffineries, de 1982 à 1986. Chaque fois qu'une des raffineries de l'Est de Montréal a fermé, les responsables locaux, municipaux ou provinciaux ont formé un comité pour rechercher des moyens de compenser la perte. Suivant la fermeture de la raffinerie Shell, en 2011, les élus de la région ont rédigé un « Plan de revitalisation de l'Est de Montréal », lancé en mai 2013 par les ministres Nicole Léger et Jean-François Lisée. (*Le Devoir*, « L'est de Montréal à redéfinir », 11 mai 2013¹⁶)

La raffinerie Suncor, située dans l'est de Montréal, est devenue, par attrition, l'un des plus importants établissements industriels de cette région.

Les informations présentées précédemment laissent croire que l'avenir de la raffinerie Suncor est précaire dans les conditions d'approvisionnement actuelles, en vertu desquelles elle n'a pas accès au pétrole de l'Ouest.

¹⁶ Source : <http://tinyurl.com/kfusssj>

Pour se faire une idée approximative de l'impact économique de cette raffinerie sur le revenu national, nous pouvons utiliser la notion de multiplicateur économique :

« Il est possible de calculer le multiplicateur économique global en divisant la variation du PIB réel total par la réduction initiale en dollars constants de la production de l'industrie du raffinage. Selon nos hypothèses, chaque réduction de 1 dollar du PIB réel du secteur du raffinage entraîne une diminution de 3 dollars du PIB réel total. »
(Conference Board, p. 45)

3.2. Enjeu industriel : la survie de l'industrie pétrochimique du Québec

L'industrie pétrochimique du Québec compte quelque 26 000 travailleurs dont 73 % se trouvent dans la région de Montréal. Concentré dans l'Est de l'Île de Montréal, le pôle pétrochimique s'approvisionne en matières premières auprès de la raffinerie locale.
(Source : Société de développement économique Rivière-des-Prairies—Pointe-aux-Trembles—Montréal-Est, *Est industriel info*, édition spéciale Chimie Pétrochimie, 2011)

L'industrie pétrochimique du Québec comprend notamment la chaîne de polyester à Montréal. Selon la Société de développement économique Rivière-des-Prairies—Pointe-aux-Trembles—Montréal-Est :

« Unique en Amérique du Nord, (la chaîne du polyester) se compose d'un raffineur et de trois entreprises pétrochimiques qui embauchent plus de 900 employés et agissent en synergie. Les produits de l'un sont la matière de l'autre. »



Source du graphique : Association industrielle de l'Est de Montréal.

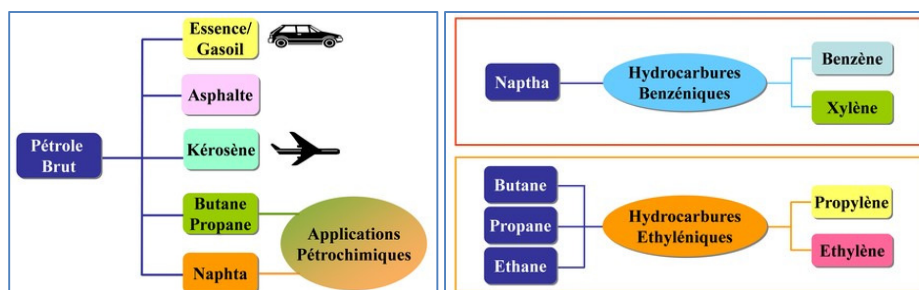
« En tant que première entreprise de la chaîne de production du polyester, Suncor fournit du xylène et du paraxylène à Chimie ParaChem, une société détenue en partenariat par la SGF et Suncor Énergie. De son côté, ParaChem purifie le paraxylène et transforme le xylène en paraxylène. Le xylène provient de la transformation du pétrole qui après une série d'étapes de transformation et de purification génère du paraxylène de haute pureté qui est acheminé au troisième maillon Cepsa Chimie Montréal. Cette usine de Montréal-Est génère environ 6 % de la production de paraxylène de l'Amérique du Nord et environ 1 % de la production mondiale. Cepsa Chimie Montréal, seul producteur d'acide téréphtalique purifié (PTA) au Canada, offre la principale matière première utilisée dans la fabrication du polyester.

Le PTA de Cepsa Chimie Montréal est utilisé pour la fabrication de polymères, particulièrement le polyéthylène téréphtalate (PET), un plastique recyclable employé dans la fabrication de bouteilles, fibres textiles, pellicules et résines pour les peintures. Depuis son ouverture en 2003, l'usine a une capacité annuelle de production de 500 000 tonnes métriques. Selenis Canada reçoit une partie du PTA de Cepsa Chimie Montréal et le transforme en PET qui sert à la fabrication de plusieurs produits de consommation. Le projet de l'usine est intéressant et innovateur puisqu'il s'agit de la première fois dans l'histoire industrielle, qu'une plateforme de production, initialement conçue pour un autre type de polymère, soit le polytéréphtalate de

triméthylène (PTT), produit du polyéthylène téréphtalate (PET). Selenis Canada, seule entreprise canadienne à produire du PET, expédie 25 % de sa production au marché canadien, dont 10 % au Québec et 75 % au marché américain et international. » (Société de développement économique Rivière-des-Prairies—Pointe-aux-Trembles—Montréal-Est¹⁷)

3.2.1. La nécessité d'une raffinerie en amont de l'industrie pétrochimique

Les diagrammes suivants rappellent sommairement le rôle d'une raffinerie dans l'industrie pétrochimique :



Si Montréal devait perdre les activités de raffinage de Suncor, il faudrait s'attendre à perdre, en plus, une bonne partie de l'industrie pétrochimique du Québec. À témoin, l'échange entre la députée Nicole Léger et le dirigeant de Suncor au Québec en 2011 :

Nicole Léger : « Je vois toutes les chaînes. Je pense à la chaîne de polyester, Atexa, Cepsa, PTT, ParaChem, plasturgie, les récurrents, tous les produits dérivés aussi que vous produisez. Votre départ aurait un impact considérable.

Bruno Francoeur : « C'est vrai, notre départ aurait un impact considérable parce que, comme vous l'avez mentionné, Shell n'était pas un joueur dans la chaîne pétrochimique, nous, on est de loin le plus gros joueur dans la chaîne pétrochimique. Donc, si on devait partir, il y aurait une réaction en chaîne de plusieurs fermetures. »
(*Journal des débats*, Assemblée nationale, p. 8)

¹⁷ Source : <http://tinyurl.com/nutstys>

« Un, il y a toute la chaîne pétrochimique que j'ai de la misère à comprendre comment ils pourraient s'approvisionner à un coût compétitif s'ils doivent importer les produits. Donc, ce serait un gros, gros handicap pour ces usines-là, premièrement. Deuxièmement, au niveau, je dirais, des fournisseurs de services, contracteurs, avec une raffinerie déjà, probablement... je ne suis pas sûr qu'ils vont tous survivre en tombant une raffinerie, c'est pour ça que la fermeture de Shell va faire mal de ce côté-là. Il y en a quand même plusieurs qui vont survivre avec l'ouvrage qu'on a chez nous, mais, si Suncor devait partir, ce serait un grès gros impact sur Pointe-aux-Trembles, Montréal-Est, définitif. » (Témoignage de Bruno Francoeur, *Journal des débats*, Assemblée nationale, p. 13)

3.3. Des investissements significatifs en aval du Projet

L'étude d'impact économique commandé par Enbridge calcule les retombées économiques du Projet à l'aide d'un modèle entrées-sorties. Dans le document *Enbridge Response to NEB IR No. 2* (p. 2), Enbridge précise que son évaluation des retombées ne comprend pas les investissements que pourraient consentir les raffineurs clients de l'oléoduc.

Les deux raffineries du Québec envisagent des investissements importants, conditionnels à l'autorisation du Projet.

La société Valero (Ultramar) a évoqué un investissement de 110 M\$ à son terminal pétrolier à Montréal-Est afin d'y stocker le pétrole brut, ainsi qu'un autre investissement de 30 millions à Lévis pour aménager les installations de manutention et d'entreposage. En plus, elle dépenserait une soixantaine de millions pour des ententes de partenariat avec des armateurs pour la flotte de pétroliers devant acheminer le brut de Montréal à Lévis. (*Le Devoir*, « Pétrole de l'ouest - Valero investirait 200 millions au Québec », 24 mai 2013¹⁸). Plus particulièrement :

« [...] ces investissements entraîneraient la création d'environ 200 emplois dans la phase de construction et 100 nouveaux emplois permanents reliés à l'utilisation de navires pour transporter le brut de Montréal à Lévis. Ceci aura un impact positif continu pour tous les services comme ceux de pilotage et de remorquage. Le port de

¹⁸ Source : <http://tinyurl.com/n5vu9pd>

Montréal va aussi en profiter et avec ce tonnage additionnel, Valero deviendra son plus gros client. » (Allocution de Ross R. Bayus, 28 mai 2013, *op. cit.*)

De son côté, la société Suncor a dit que : « son plan pancanadien d'investissement de 2013 consacrerait une somme de 55 millions qui serait en partie utilisée pour préparer la raffinerie à la réception éventuelle de pétrole de l'Ouest canadien. » (*Le Devoir*, « Le syndicat de Suncor plaide à son tour pour l'inversion », 6 décembre 2012, *op. cit.*)

3.4. Impact sur la balance commerciale

Le Projet aura un impact sur la balance commerciale du Canada. Le tableau suivant estime l'impact du Projet sur la valeur des importations de pétrole brut :

	Capacité (bpj)	Taux d'uti- lisation (1)	Consom- mation annuelle (bpa)	Taux de rempla- cement (2)	Réduction des importations en volume (bpa)	Prix Brent 2013, transport inclus (3)	Importations (\$)
Suncor	135,000	95%	46,811,250	1	46,811,250	\$ 101.87	\$ 4,800,000,000
Valero	265,000	95%	91,888,750	0.6	55,133,250	\$ 99.63	\$ 5,500,000,000
					101,944,500		\$ 10,300,000,000
(1) Par hypothèse							
(2) Valero entend se procurer 60% de ses approvisionnements de l'Ouest, selon la déclaration de Ross Bayus. Suncor entend s'approvisionner en partie en pétrole américain (Bakken), mais dans une proportion inconnue.							
(3) Source des prix: "An Evaluation of the Economic Impacts on Canada of the Enbridge Line 9B Reversal Project", tableaux 18 et 19. Par hypothèse, le coût du transport est considéré comme un service importé.							

Cette réduction des importations représente près des trois quarts des importations de pétrole brut classique du Québec. En 2012, les importations québécoises de pétrole brut classique s'élevaient à 13,6 milliards de dollars, celles du Canada à 29,7 milliards.¹⁹

¹⁹ Source : Institut de la statistique du Québec, « Valeur des importations internationales par produits, Québec et Canada, 2011 et 2012 ».

La réduction des importations de l'ordre de 10 milliards de dollars par année, engendré par le Projet, va supprimer environ le quart du déficit commercial du Canada sur les biens et services, lequel s'élevait à 36 milliards en 2012.²⁰

Certains intervenants ont affirmé que l'accroissement des exportations de pétrole brut canadien a pour effet de hausser la valeur du dollar canadien et, ainsi, nuire à la compétitivité du secteur manufacturier canadien.²¹ La réduction des importations a le même effet que l'augmentation des exportations. Or, une étude de l'Institut Macdonald-Laurier a conclu que cet impact n'était pas significatif.²²

3.5. Conclusion

Dans cette section, nous avons présenté des éléments de preuve à savoir que :

- La raffinerie Suncor de Montréal constitue un actif industriel majeur dans une zone, l'Est de Montréal, qui a connu beaucoup de difficultés dans le passé.
- La raffinerie Suncor est au cœur de l'industrie pétrochimique du Québec. Cette industrie subirait un choc fatal si la dernière raffinerie devait fermer.
- Le Projet entraînera des investissements en aval qui n'ont pas été comptabilisés dans l'étude d'impact économique commandée par le promoteur Enbridge.
- Le Projet permettra à lui seul de réduire d'environ du quart le déficit de la balance commerciale du Canada en biens et services.

²⁰ Source : Statistique Canada, « Balance des paiements internationaux du Canada, Compte courant », consulté le 22 juillet 2013, <http://www.statcan.gc.ca/tables-tableaux/sum-som/l02/cst01/econ01a-fra.htm>

²¹ Voir, par exemple : « Mulcair digs in for long debate on 'Dutch disease' », *Globe and Mail*, 18 mai 2012.

²² « Philip Cross: Dutch Disease in Canada a myth », *Globe and Mail*, 16 janvier 2013.