

1
2
3
4
5
6
7
8
9



Éléments de preuve soumis par le Conseil du patronat du Québec

**Audiences de l'Office national de l'énergie portant sur
le projet de Pipelines Enbridge inc. -
Projet d'inversion de la canalisation 9B
et d'accroissement de la capacité de la canalisation 9**

Référence ONE : OH-002-2013

Août 2013

10
11
12
13
14
15
16
17

18

Le Conseil du patronat du Québec

19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30

Le Conseil du patronat du Québec a pour mission de s'assurer que les entreprises disposent au Québec des meilleures conditions possibles – notamment en matière de capital humain – afin de prospérer de façon durable dans un contexte de concurrence mondiale. Point de convergence de la solidarité patronale, il constitue, par son leadership, une référence incontournable dans ses domaines d'intervention et exerce, de manière constructive, une influence considérable visant 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.

31

32

33

34

35

36

37

38

39 Conseil du patronat du Québec –
40 août 2013

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

41
42

43		
44	TABLE DES MATIÈRES	
45		
46		
47	1. INTRODUCTION.....	4
48		
49	1.1. Intérêt du Conseil du patronat du Québec.....	4
50	1.2. Point de vue du Conseil du patronat du Québec.....	4
51	1.3. Questions abordées.....	5
52	1.4. Éléments de preuve.....	5
53		
54		
55	2. QUESTION 1 – LA NÉCESSITÉ DU PROJET PROPOSÉ.....	6
56		
57	2.1. Portée de l’examen.....	6
58	2.2. Notions de sécurité énergétique.....	6
59	2.3. Nécessité critique actuelle des produits pétroliers.....	7
60	2.4. Prévission de la demande.....	8
61	2.5. Capacité de raffinage : tendance à la baisse.....	13
62	2.6. Le rôle des raffineries dans la sécurité énergétique.....	18
63	2.7. Quelles sont les raffineries vulnérables à la fermeture?.....	19
64	2.8. Impact du Projet sur le prix payé par les raffineries du Québec pour	
65	leur brut.....	27
66	2.9. Substitution des sources étrangères par des sources locales :	
67	réduction du risque d’instabilité.....	30
68	2.10. Diversité des sources d’approvisionnement.....	33
69	2.11. Risque que le pétrole brut de l’Ouest ne serve pas à approvisionner	
70	les raffineries du Québec, mais soit plutôt destiné à l’exportation par un	
71	port de mer sur l’Atlantique.....	34
72	2.12. Conclusion.....	35
73		
74		
75	3. QUESTION 4 – LES EFFETS ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIOÉCONOMIQUES.....	36
76		
77	3.1. Enjeu régional : le niveau de vie dans l’Est de Montréal.....	36
78	3.2. Enjeu industriel : la survie de l’industrie pétrochimique du Québec....	38
79	3.3. Des investissements significatifs en aval du Projet.....	41
80	3.4. Impact sur la balance commerciale.....	42
81	3.5. Conclusion.....	43
82		
83		
84		
85		
86		
87		
88		
89		

90 **Éléments de preuve soumis par le Conseil du patronat du Québec**

91

92 **Audiences de l'Office national de l'énergie portant sur le projet de**
93 **Pipelines Enbridge inc. - Projet d'inversion de la canalisation 9B**
94 **et d'accroissement de la capacité de la canalisation 9**

95

96 **Référence ONE : OH-002-2013**

97

98 Août 2013

99

100

101 **1. Introduction**

102

103 ***1.1. Intérêt du Conseil du patronat du Québec***

104

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

118

119 ***1.2. Point de vue du Conseil du patronat du Québec***

120

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

123

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

130

131 **1.3. Questions abordées**

132

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

136

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

139

140 **1.4. Éléments de preuve**

141

142 Dans la présente analyse, nous citons les documents suivants :

143

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

158 « Consultations particulières dans le cadre du mandat d'initiative concernant la
159 sécurité des approvisionnements en produits pétroliers », 16 février 2011.

160
161 En plus de ces études, nous citons une série d'articles parus dans les médias qui rapportent
162 l'opinion d'experts ou les prises de position d'intervenants. Ces articles sont référencés à
163 mesure qu'ils sont cités.

164
165

166 **2. Question 1 - La nécessité du projet proposé**

167

168 ***2.1. Portée de l'examen***

169

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

180

181 ***2.2. Notions de sécurité énergétique***

182

183 En temps normal, un état (souverain ou infranational) peut se passer d'avoir une source
184 d'énergie ou une raffinerie sur son territoire. En Amérique du Nord, plusieurs provinces et
185 États américains n'ont ni pétrole brut ni raffinerie; leur économie fonctionne quand même à
186 l'aide de produits pétroliers importés. C'est la même chose en Europe. Néanmoins, ce n'est
187 pas parce qu'il est possible de se passer d'une industrie d'extraction du pétrole en amont
188 (upstream) et d'une industrie pétrochimique (mid-stream) que cela est souhaitable, pas plus
189 qu'il est prudent ou souhaitable pour un État de dépendre entièrement d'importations pour
190 d'autres biens essentiels comme l'électricité ou les aliments. Le concept de sécurité
191 énergétique prend tout son sens en évoquant les situations exceptionnelles, comme un

192 conflit commercial, politique ou militaire, un accident industriel majeur ou une catastrophe
193 naturelle, qui se produisent à l'occasion à travers la planète. Ces événements sont
194 susceptibles de perturber l'approvisionnement des consommateurs en produits pétroliers.

195
196 La chaîne d'approvisionnement fournit des produits pétroliers en réponse à la demande
197 finale des consommateurs pour des produits raffinés (essence, diesel, huile) ou transformés
198 (plastiques, polyester, etc.). Nous définissons la sécurité énergétique comme la capacité de
199 cette chaîne d'approvisionnement de répondre de manière continue à la demande finale des
200 consommateurs, tel qu'elle se manifeste à des prix normaux, sans interruption soudaine ni
201 choc de prix.

202
203 L'examen de la sécurité énergétique doit donc non seulement porter sur les différents
204 maillons de la chaîne d'approvisionnement, mais doit aussi tenir compte de l'évolution
205 prévisible de la demande.

206
207 Cette manière de définir la sécurité énergétique nous amène à analyser le projet en le
208 comparant à ses solutions de rechange, y compris le *statu quo*. Elle nous amène à analyser
209 les avantages et les inconvénients des solutions de rechange eu égard à leur capacité de
210 transporter le pétrole brut de manière continue et à leur exposition au risque d'une rupture
211 des approvisionnements.

212

213 **2.3. Nécessité critique actuelle des produits pétroliers**

214

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

218

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

223

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

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

227
228 « Malgré une importante production d'énergie renouvelable, le Québec dépend des
229 hydrocarbures pour satisfaire à plus de 50 % ses besoins en énergie. » (Commission
230 sur les enjeux énergétiques, p. 19)

231
232 « (Les Québécois) sont parmi les Canadiens les plus préoccupés par le réchauffement
233 climatique et les plus enclins à appuyer les cibles fixées par le protocole de Kyoto. En
234 réalité, leurs comportements ne correspondent pas toujours aux convictions qu'ils
235 affichent. Ils sont parmi les consommateurs d'énergie les plus avides au monde,
236 avalant cinq tonnes d'équivalent pétrole par année en moyenne par personne.
237 (Bernard Descôteaux, « Politique énergétique du Québec - Une cible audacieuse », *Le*
238 *Devoir*, 6 juillet 2013²)

239
240 Selon Pierre-Olivier Pineau, professeur à HEC Montréal et expert en questions énergétiques :

241
242 « [...] Nous entretenons une relation passionnelle avec le pétrole, qui nous donne
243 accès aux voitures et aux grandes maisons en banlieue. Même si les opposants
244 gagnaient sur ces questions pétrolières, notre consommation ne changerait pas [...] »

245
246 « Paradoxalement, une consommation plus faible de pétrole au Québec pourrait
247 coexister avec les pipelines et une production québécoise. Mais pour arriver là, il
248 faudra accepter de bousculer les consommateurs dans leurs habitudes. »
249 (« Amoureux de l'or noir », *La Presse*, 6 juillet 2013³)

250

251 **2.4. Prévision de la demande**

252

253 Les prévisions au sujet de la consommation de produits pétroliers sont par définition
254 prospectives (« forward-looking »). Il faut donc s'attendre à ce que des prévisions émanant
255 de sources différentes diffèrent les unes des autres. De plus, il faut distinguer entre les

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

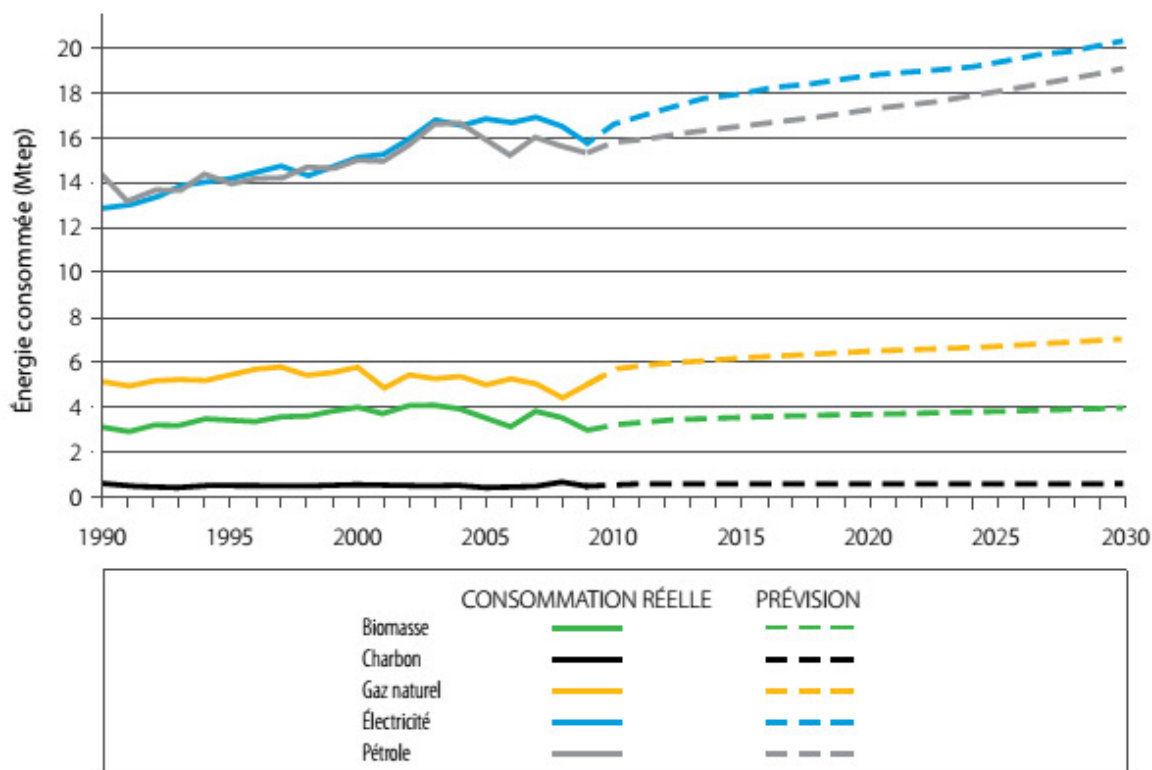
³ Source : <http://tinyurl.com/n6npxm5>

256 prévisions de base, fondées sur une analyse des tendances passées et des conditions
257 objectives, de celles qui sont conditionnées par des objectifs de politique publique.

258
259 Pour le Québec, le ministère des Ressources naturelles, s'appuyant sur la prévision de
260 l'Office national de l'énergie, prévoit une croissance de la consommation de pétrole en valeur
261 absolue, même si le pétrole recule en part relative du panier énergétique :

262
263 « Dans le contexte actuel, la consommation d'énergie devrait continuer de croître au
264 cours des prochaines années, comme l'indique le scénario de référence de croissance
265 énergétique par secteurs de l'Office national de l'énergie 20 (figure 2.8). Ainsi, la
266 demande énergétique durant la période 2009-2030 augmenterait dans tous les
267 secteurs : le secteur résidentiel, le secteur commercial et institutionnel, le secteur
268 des transports et le secteur industriel. Au total, le modèle prévoit une croissance de
269 18 % faisant passer la consommation totale d'énergie de 39 millions de tonnes
270 équivalent pétrole (Mtep) en 2009 à 46 Mtep en 2020 à 50 Mtep en 2030. L'électricité
271 devrait demeurer la première source d'énergie, avec 40 % du total, le pétrole
272 reculant légèrement à 37 % au profit de la biomasse (8 %) et du gaz naturel
273 (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

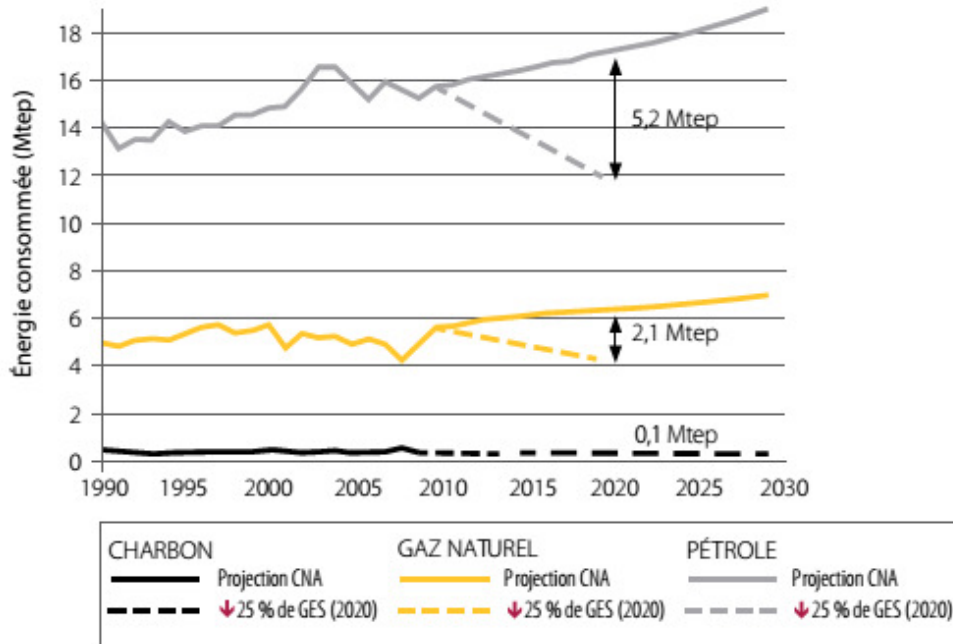


Sources : Ministère des Ressources naturelles et Office national de l'énergie.

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.

274
 275
 276 Au-delà de cette prévision de base, la Commission sur les enjeux énergétiques évoque une
 277 panoplie de mesures volontaristes pour réduire la consommation de pétrole en deçà du
 278 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.

279
 280
 281
 282
 283
 284
 285
 286
 287
 288
 289
 290
 291

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

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

294

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

297

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

304

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

306

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

319

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

322

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

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

329
330 Il s'agit là d'une diminution beaucoup plus forte que celle prévue pour l'ensemble des pays
331 de l'OCDE, soit une diminution de 0,6 % par an entre 2009 et 2035. (Conference Board, pdf
332 p. 14)

333
334 Ces diverses prévisions permettent d'anticiper un plafonnement, voire une légère diminution
335 de la demande de pétrole, mais cette demande demeurera considérable dans un avenir
336 prévisible :

337
338 « Quelles que soient les orientations retenues dans la future politique énergétique,
339 les hydrocarbures continueront d'occuper une place importante dans le bilan
340 énergétique et économique du Québec. Ces sources d'énergie présentent en effet de
341 nombreux avantages qui les rendent difficiles à remplacer pour certains usages. Par
342 exemple, le pétrole est facile à transporter et possède une très grande densité
343 énergétique; il sera donc une source importante d'énergie pour le secteur des
344 transports pour encore plusieurs années. » (Commission sur les enjeux énergétiques,
345 p. 84)

346
347 Ces observations, notamment celles émanant du gouvernement du Québec, viennent
348 contredire l'argument selon lequel le Projet n'est pas nécessaire en raison d'une volonté de
349 « s'affranchir du pétrole ». Ultimement, ce sont les consommateurs finaux de produits
350 pétroliers, donc les Québécoises et les Québécois, qui détermineront par leurs propres
351 comportements le niveau de la demande et le rythme de sa diminution. Il est possible, voire
352 souhaitable, de viser à réduire la demande de pétrole. Cela dit, cet objectif de politique
353 publique peut être poursuivi sans empêcher l'industrie pétrochimique québécoise de
354 survivre.

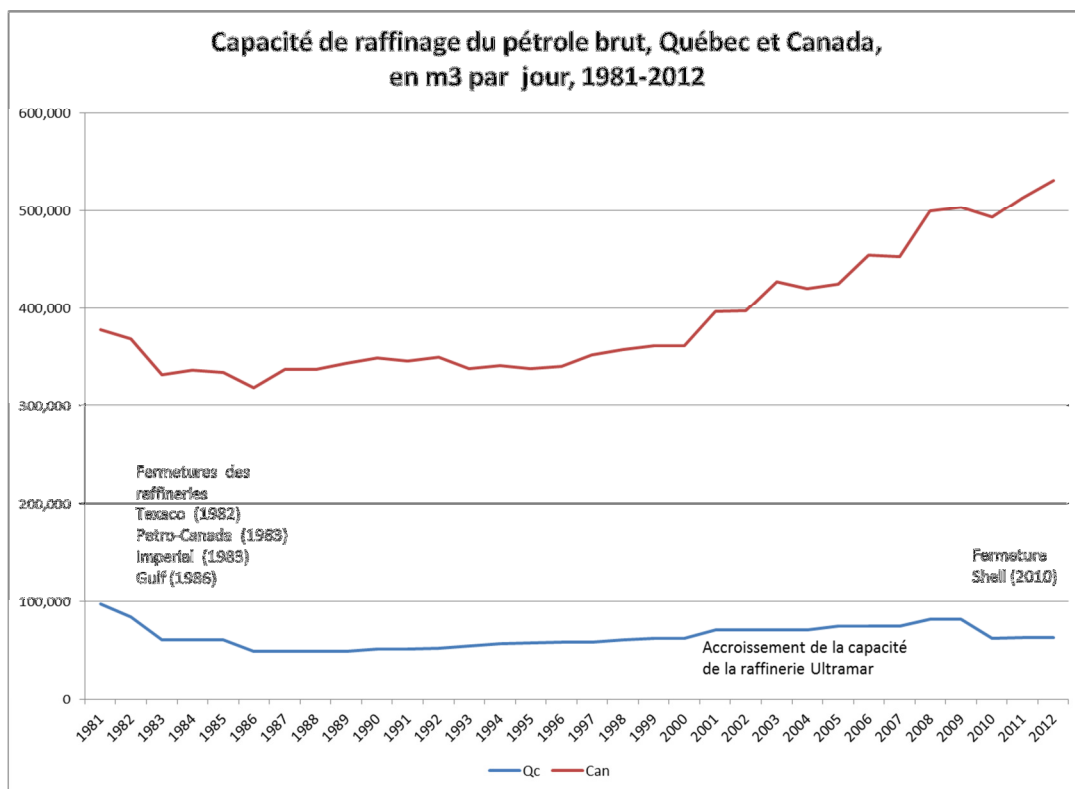
355 356 **2.5. Capacité de raffinage : tendance à la baisse**

357 358 *2.5.1. Le passé*

359

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

366
367 Le graphique suivant illustre l'évolution de la capacité de raffinage au Québec et au Canada,
368 selon les données de l'Association canadienne des producteurs de pétrole.⁴
369



370
371
372 À l'échelle internationale aussi, l'industrie du raffinage est en transformation :
373
374 « Au cours des trois dernières années (avant 2012), 2 millions de barils par jour
375 (Mb/j) de la capacité de raffinage du bassin Atlantique ont été éliminés (y compris la
376 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>

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

382 383 2.5.2. Le présent

384
385 De nos jours, le Québec est tout juste autosuffisant sur le plan de la capacité de raffinage :

386
387 « Avec la fermeture en 2010 de la raffinerie Shell, située à Montréal-Est, (le Québec)
388 a vu réduire sa capacité de transformation de pétrole brut à environ 405 000 barils
389 par jour ou 21 Mtep par année, ce qui couvre un peu plus que ses besoins quotidiens.
390 Aujourd'hui, deux raffineries se partagent cette capacité de transformation : celle
391 d'Ultramar, située à Lévis, avec 265 000 barils par jour, et celle de Suncor
392 (anciennement Petro-Canada), à Montréal-Est, avec 140 000 barils par jour. »
393 (Commission sur les enjeux énergétiques, p. 19)

394
395 « Les raffineries de l'Est du Canada opèrent présentement dans un environnement
396 économique difficile. Elles font concurrence à d'autres raffineries dans le bassin
397 Atlantique, y compris les raffineries américaines à l'est des Rocheuses et les
398 raffineries en Europe.»
399 (Baker & O'Brien, p. 3)

400
401 «[...] Le Québec et l'Est du Canada constituent la zone la plus compétitive pour ce qui
402 est du raffinage au Canada. Compte tenu de notre accès à la voie maritime du Saint-
403 Laurent et à son estuaire, la concurrence dans ce marché en particulier est féroce et
404 comprend non seulement des raffineries québécoises, mais également des raffineries
405 situées sur toute la côte est américaine, dans le golfe du Mexique et même en
406 Europe. Des produits finis comme l'essence et le diesel peuvent être importés au
407 Québec en provenance de tous ces endroits. » (Témoignage de Bruno Francoeur de
408 Suncor, *Journal des débats*, Assemblée nationale, p. 3)

409

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

417
418 *2.5.3. Le futur*

419
420 Pour l'avenir, des analystes s'attendent à une diminution du nombre de raffineries au
421 Canada, résultat conjugué de la baisse anticipée de la demande, de la concurrence des
422 raffineries américaines et de la poursuite du mouvement de rationalisation des 30 dernières
423 années. L'étude du Conference Board table sur une réduction de 10 % de la capacité de
424 raffinage au Canada :

425
426 « Compte tenu des pressions concurrentielles avec lesquelles doivent composer les
427 raffineurs canadiens, nous avons établi un scénario hypothétique où l'on prévoit que
428 le Canada perdra définitivement 10 p. 100 de sa capacité de raffinage, alors que la
429 production intérieure fait place aux importations. » (Conference Board, pdf p. 5)

430
431 Mais une diminution de la capacité de raffinage au pays, d'un pourcentage x, ne signifie pas
432 nécessairement une diminution proportionnelle du nombre de raffineries. Le mouvement de
433 rationalisation/consolidation pourrait se poursuivre et il pourrait y avoir plusieurs autres
434 fermetures. À preuve, bien que le Québec ait perdu cinq raffineries depuis 1980 (Texaco en
435 1982, Petro-Canada et Imperial en 1983, Gulf en 1986 et Shell en 2010), la vague de
436 fermetures d'usines du début des années 80 a été compensée en partie par l'augmentation
437 de la capacité d'Ultramar durant les années 2000.⁵

438
439 L'étude Baker & O'Brien a analysé les perspectives de survie des raffineries de l'Est du
440 Canada :

441

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>

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

451
452 « Si l'on se fonde sur les hypothèses du scénario de référence et n'importe lequel des
453 scénarios économiques envisagés, il est prévu qu'une raffinerie de l'Est du Canada ne
454 sera pas viable sur le plan économique et devra probablement cesser ses activités.
455 Cette raffinerie est exclue du scénario de référence et de l'étude de cas. Trois ou
456 quatre autres raffineries de l'Est du Canada sont présentement vulnérables et
457 pourraient cesser leurs activités avant même de prendre en considération les coûts
458 supplémentaires de l'étude de cas, mais il était prévu qu'elles poursuivraient leurs
459 opérations dans le scénario de référence. » (Baker & O'Brien, p. 10)

460
461 La raffinerie Impériale de Dartmouth (Nouvelle-Écosse) ayant récemment annoncé sa
462 conversion en terminal pétrolier, il resterait donc trois ou quatre autres raffineries
463 vulnérables dans l'Est du Canada :

464
465 « Dans le scénario de référence, au moins quatre des raffineries de l'Est du Canada
466 sont vulnérables (une dont on avait présumé qu'elle cesserait ses activités et trois
467 autres qui pourraient cesser leurs activités), sans même considérer les exigences
468 d'investissement du scénario de référence. Selon les prévisions à court ou à moyen
469 terme, ces quatre raffineries seraient incapables de satisfaire au test de survie des
470 flux de trésorerie décrit à la Section 5 si les coûts de conformité de l'étude de cas (les
471 coûts de réduction des émissions de GES étant fixés à 50 \$CA/tonne d'eCO2) étaient
472 imposés. L'application des politiques et initiatives de l'étude de cas augmente la
473 probabilité que ces raffineries ne survivront pas. Une autre raffinerie de l'Est du
474 Canada a passé le test de survie des flux de trésorerie, mais sa compétitivité dans le
475 bassin Atlantique est discutable. À moins que ces raffineries ne soient en mesure de

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

479

480 **2.6. Le rôle des raffineries dans la sécurité énergétique**

481

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

485

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

490

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

497

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

500

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

510 secteur important pour son économie. » (Commission sur les enjeux énergétiques, p.
511 85)

512
513 Si l'une des deux raffineries du Québec fermait, un accident industriel majeur dans l'autre
514 pourrait l'amener à suspendre sa production pour une durée indéterminée, laquelle serait
515 fonction de la gravité de l'accident. Le délai pour que la raffinerie restante ou les grossistes
516 indépendants se réapprovisionnent sur le marché international des produits pétroliers
517 dépendra des conditions d'offre et de demande ayant cours sur le marché à ce moment-là.
518 Toutefois, il est facile d'imaginer l'ampleur de la perturbation causée à l'économie et à la
519 société québécoise si ce délai devenait significatif.

520
521 Outre son impact sur le volume d'approvisionnement en produits pétroliers, la fermeture de
522 l'une des deux raffineries abaisserait le niveau de concurrence sur le marché québécois, ce
523 qui n'est pas bon pour les consommateurs. Les prix demandés par la raffinerie restante
524 continueraient d'être limités par la concurrence des importateurs indépendants. Néanmoins,
525 la présence de deux raffineries locales se faisant concurrence est préférable du point de vue
526 des consommateurs.

527

528 ***2.7. Quelles sont les raffineries vulnérables à la fermeture?***

529

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

534

535 *2.7.1. Le rôle clé des investissements*

536

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

540

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

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

548
549 En plus des investissements requis pour maintenir la compétitivité des raffineries, il y a ceux
550 requis pour se conformer aux nouvelles normes environnementales :

551
552 « Le total des investissements requis est de 3,56 milliards de dollars canadiens, de
553 2,79 milliards de dollars canadiens dans l'Est du Canada et de 0,77 milliard de dollars
554 canadiens dans l'Ouest du Canada. Or, de tels investissements nécessitent des flux
555 de trésoreries suffisants. Si la rentabilité d'une raffinerie est marginale, ces flux
556 seront insuffisants. C'est pourquoi il importe de baisser le coût d'approvisionnement
557 des raffineries de l'Est du Canada. »

558 (Baker & O'Brien, p. 8)

559
560 *2.7.2. Pour investir, il faut une rentabilité suffisante*

561
562 Selon le Conseil du patronat du Québec, dans le concept développement durable, le mot
563 *durable* est très important.

564
565 Selon Baker & O'Brien, la clé de la survie d'une raffinerie, comme de n'importe quelle
566 entreprise, c'est sa rentabilité :

567
568 « D'après notre expérience, cinq fois le flux de trésorerie annuel prévu constitue une
569 limite raisonnable au montant d'investissement non productif qu'une entreprise
570 accepterait de faire. En pratique, chaque entreprise utiliserait son propre jugement et
571 ses propres critères d'investissement. Nous avons utilisé nos estimations du flux de
572 trésorerie des raffineries et des exigences d'investissements de conformité pour
573 mesurer la probabilité que les raffineurs décident de cesser leurs activités plutôt que
574 de faire l'investissement nécessaire. »

575 (Baker & O'Brien, p. 30)

576

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

583
584 Dans le cas de la raffinerie Suncor de Montréal, son dirigeant a exprimé en 2011 la règle
585 générale énoncée dans l'étude Baker & O'Brien :

586
587 « Suncor en poursuivra l'exploitation (de sa raffinerie de Montréal) tant et aussi
588 longtemps que nous pourrons le faire de manière concurrentielle et rentable. »
589 (Témoignage de Bruno Francoeur, *Journal des débats*, Assemblée nationale, p. 2)
590 « Pour qu'on mesure comment on est concurrentiels et profitables, ce n'est pas
591 tellement compliqué. On mesure les profits qu'on fait à chaque année. Il faut faire
592 des profits assez pour réinvestir les sommes qu'on a à investir, parce que, si on
593 investit des sommes comme 750 millions, il faut faire assez d'argent pour pouvoir les
594 payer (*Ibid.*, p. 7).

595
596 Bref, la survie des deux raffineries restantes du Québec dépend de leur rentabilité,
597 relativement aux autres raffineries susceptibles d'approvisionner le marché québécois à coût
598 compétitif.

599
600 *2.7.3. Une rentabilité comprimée par le coût d'approvisionnement en pétrole brut*

601
602 L'étude Baker & O'Brien note la rentabilité précaire des raffineries de l'Est du Canada :

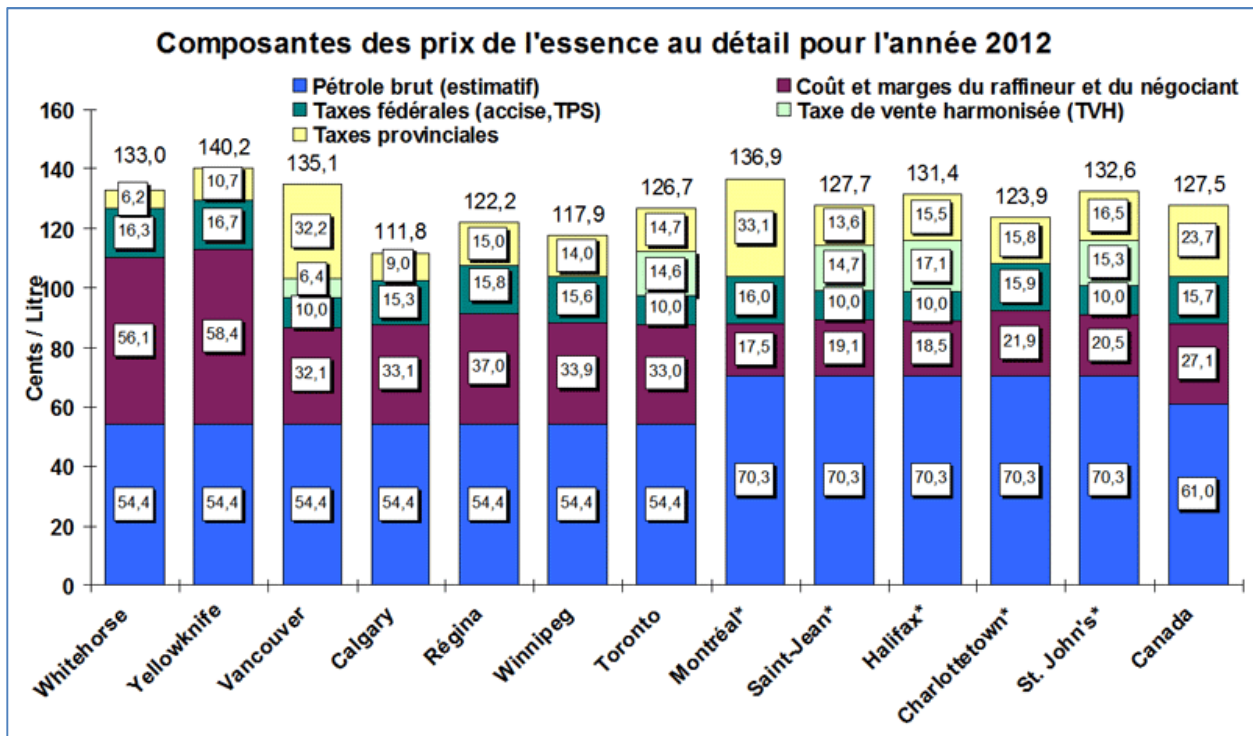
603
604 « La capacité de raffinage dans cette région (Est du Canada) dépasse les exigences
605 fondées sur la consommation actuelle de produits pétroliers. Le surplus de capacité
606 de raffinage exerce une pression à la baisse sur la rentabilité des raffineries. » (Baker
607 & O'Brien, p. 3)

608
609 La Commission sur les enjeux énergétiques identifie le coût d'approvisionnement en pétrole
610 brut comme principale cause du problème :

611
 612 « Le marché pétrolier étant mondial, quelle que soit la source d’approvisionnement,
 613 le Québec, à l’instar de la majorité des pays, est en compétition avec la planète
 614 entière pour obtenir du pétrole. N’ayant pas d’accès direct au pétrole canadien, il n’a
 615 pu profiter de l’écart de prix important observé ces dernières années entre le pétrole
 616 canadien et le pétrole d’ailleurs. » (Commission sur les enjeux énergétiques, p. 23)

617
 618 Ces observations sont soutenues par les données du ministère des Ressources naturelles du
 619 Canada, illustrées dans le graphique suivant. Il montre que la marge d’exploitation des
 620 raffineries de l’Est du Canada, laquelle comprend le coût de revient et le bénéfice
 621 d’exploitation des raffineries, est moins de la moitié de celle des raffineries de l’Ouest du
 622 Canada.

623



624
 625 Source : MRNC, *Info-Carburant*, Revue annuelle – 2012.

626
 627 Le graphique illustre l’impact de la source d’approvisionnement en pétrole brut : tandis que
 628 les raffineries de l’Ouest et de l’Ontario s’approvisionnement en pétrole de l’Ouest, celles du
 629 Québec et des provinces de l’Atlantique doivent payer des prix basés sur l’étalon Brent.

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

642
 643 « [...] the prices at the pump do not follow the input costs of crude; they follow the
 644 whims of the Wall Street speculators. So we could have situations where crude could
 645 actually go down, but the prices of gasoline could go up because the speculators see
 646 some geopolitical threat on the horizon and they're guessing that the price of
 647 gasoline is going to go up. » (« Will eastern oil pipelines lead to lower prices at the
 648 pump for Canadians? », *Globe and Mail*, 19 avril 2013)

650 *2.7.4. La compétitivité des raffineries du Québec*

651
 652 Compte tenu des informations précédentes, quelles sont donc les chances de survie des
 653 deux raffineries restantes du Québec sous l'hypothèse qu'elles ne pourront pas
 654 s'approvisionner en pétrole de l'Ouest? Le tableau suivant classe les neuf raffineries de l'Est
 655 du Canada selon leur capacité :

656

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

657
658 Quatre informations, mentionnées ci-dessous, laissent croire que la raffinerie Suncor à
659 Montréal pourrait faire partie du groupe des quatre ou cinq raffineries dont l'étude Baker &
660 O'Brien a anticipé la fermeture.

661
662 1) Dans le tableau précédent, les quatre raffineries situées en Ontario sont approvisionnées
663 par du pétrole de l'Ouest. Celle de Suncor à Montréal et les quatre autres sont
664 approvisionnées surtout par du pétrole provenant du bassin atlantique et acquis à un prix
665 basé sur le Brent (ou le Bonny Light africain, plus cher).

666

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

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

670
671 « [...] on est à peu près au milieu du peloton, basé sur les chiffres, mais on n'a pas
672 encore eu... on a hâte de voir les nouveaux chiffres, ceux de 2010. Mais, basé sur les
673 chiffres qu'on avait à l'époque puis sur les prévisions qu'on a, on est à peu près au
674 milieu de peloton. » (Témoignage de Bruno Francoeur, *Journal des débats*,
675 Assemblée nationale, p. 15)

676

677 3) Selon le syndicat des employés de Suncor :

678

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

691 (*Le Devoir*, 6 décembre 2012)

692

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

695

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

700 projet très important. » (Pierre-Olivier Pineau, « Pipeline d'Enbridge : deux experts
701 se prononcent », Radio-Canada, 8 mars 2013⁷)
702
703 « " La raffinerie de Montréal n'est pas une grosse raffinerie, alors que la tendance
704 actuelle dans l'industrie est à la concentration des activités de raffinage. Montréal
705 n'est pas non plus une plaque tournante de l'industrie pétrolière. En plus, les sources
706 pétrolières de l'est traitées ici sont beaucoup plus chères ", explique-t-il. Pour toutes
707 ces raisons, la raffinerie de Montréal ne serait pas vraiment intéressante pour Suncor
708 et donc en sursis. En revanche, elle redeviendrait plus rentable si l'on raffinait du
709 pétrole de l'Ouest sensiblement moins cher. En outre, traiter à Montréal le pétrole
710 des sables bitumineux que Suncor extrait en Alberta permettrait à la pétrolière
711 d'augmenter ses marges de profit en poursuivant l'intégration de ses activités de
712 production à ses activités de raffinage et de distribution, qu'elle a acquises avec le
713 rachat de Petro-Canada en 2009. » (Workopolis, « Plus de pétrole, plus d'emplois? »,
714 22 mai 2013⁸)
715

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

718
719 « Cette usine n'est pas une raffinerie ordinaire. Elle occupe la deuxième place au
720 Canada en termes de capacité de brut. Elle est l'une des meilleures raffineries en
721 Amérique du Nord pour le rendement du capital investi et le coût le plus bas par baril
722 raffiné. C'est là un avantage concurrentiel que nous ne voulons pas perdre. »
723 (Allocution de Ross R. Bayus, président de Valero Canada, devant la Chambre de
724 commerce du Montréal métropolitain, 28 mai 2013, p. 8⁹)
725

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

729
730 « Si Enbridge n'obtient pas l'autorisation d'inverser son pipeline, est-ce que la
731 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/lcu4mqj>

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

732 fermeture. Il n'y a pas d'inquiétude dans l'immédiat. Mais c'est une question
 733 d'investissements futurs. Arrêter d'investir dans une raffinerie, et c'est juste une
 734 question de temps avant que la raffinerie ne ferme » (François Pouliot, *Les Affaires*,
 735 « Pour Lévis, oui à Enbridge, mais après un poker », 29 mai 2013¹⁰)
 736

737 **2.8. Impact du Projet sur le prix payé par les raffineries du Québec pour leur brut**
 738

739 Dans son étude d'impact économique, Enbridge estime que les raffineries vont épargner
 740 environ 23 milliards de dollars en 30 ans grâce au projet. Il s'agit du principal poste qui
 741 entre dans le calcul de l'avantage économique, bien avant le volume des investissements.
 742 Le tableau suivant est construit à partir des données fournies par Enbridge (« Attachment 1
 743 to Stratégies Énergétiques IR 1.1.dR »). Les colonnes A à E reproduisent les prévisions de
 744 prix dans ce document. La colonne de droite (A/D) donne le rapport entre le prix du pétrole
 745 canadien Mixed Sweet (MSW, a.k.a. « Edmonton Par ») par rapport au prix Brent sur les 30
 746 années de la projection. Ce rapprochement donne une escompte de l'ordre de 7 à 8 % pour
 747 le MSW par rapport au Brent.
 748

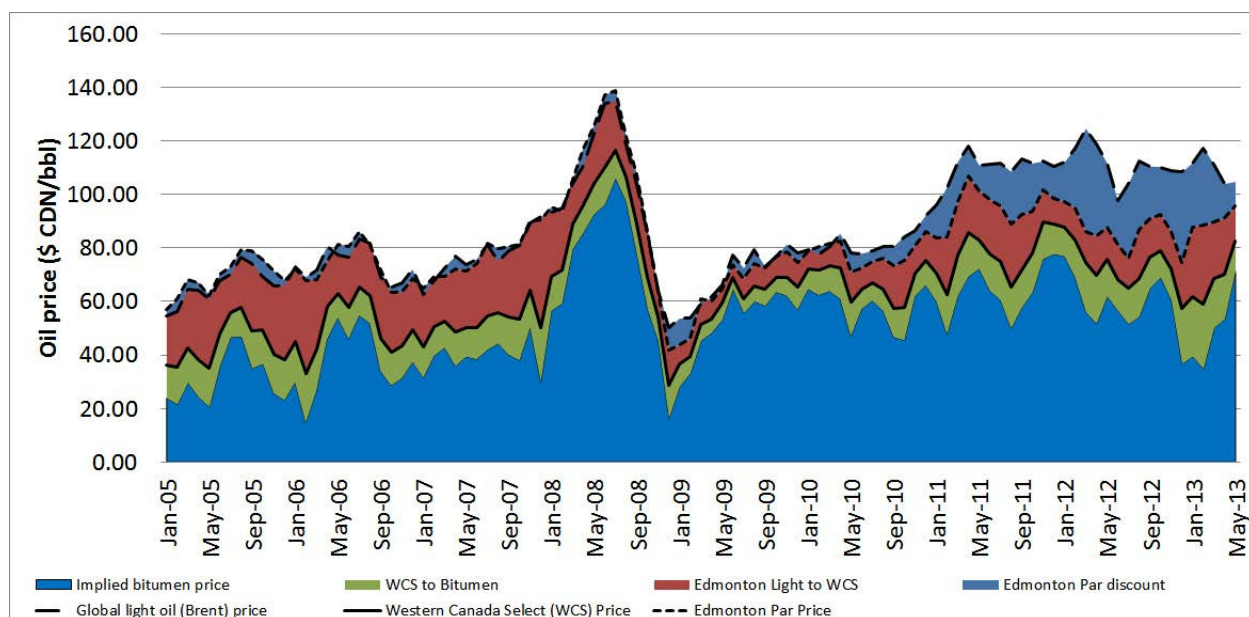
	Mixed Sweet (MSW, a.k.a. « Edmonton Par »)	Sweet Synthetic	Bakken	Brent	Bonny Light	
	A	B	C	D	E	A/D
2013	91.18	92.77	94.25	97.58	101.95	93%
2014	91.25	93.52	96.81	97.58	101.95	94%
2015	95.63	98.3	99.8	99.52	104.01	96%
2016	96.67	99.4	102.54	102.24	106.84	95%
2017	95.7	98.62	103.33	103.01	107.63	93%
2018	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/k5jkcxs>

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%

749
750
751
752
753
754
755
756
757
758

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.



759
760
761
762
763

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

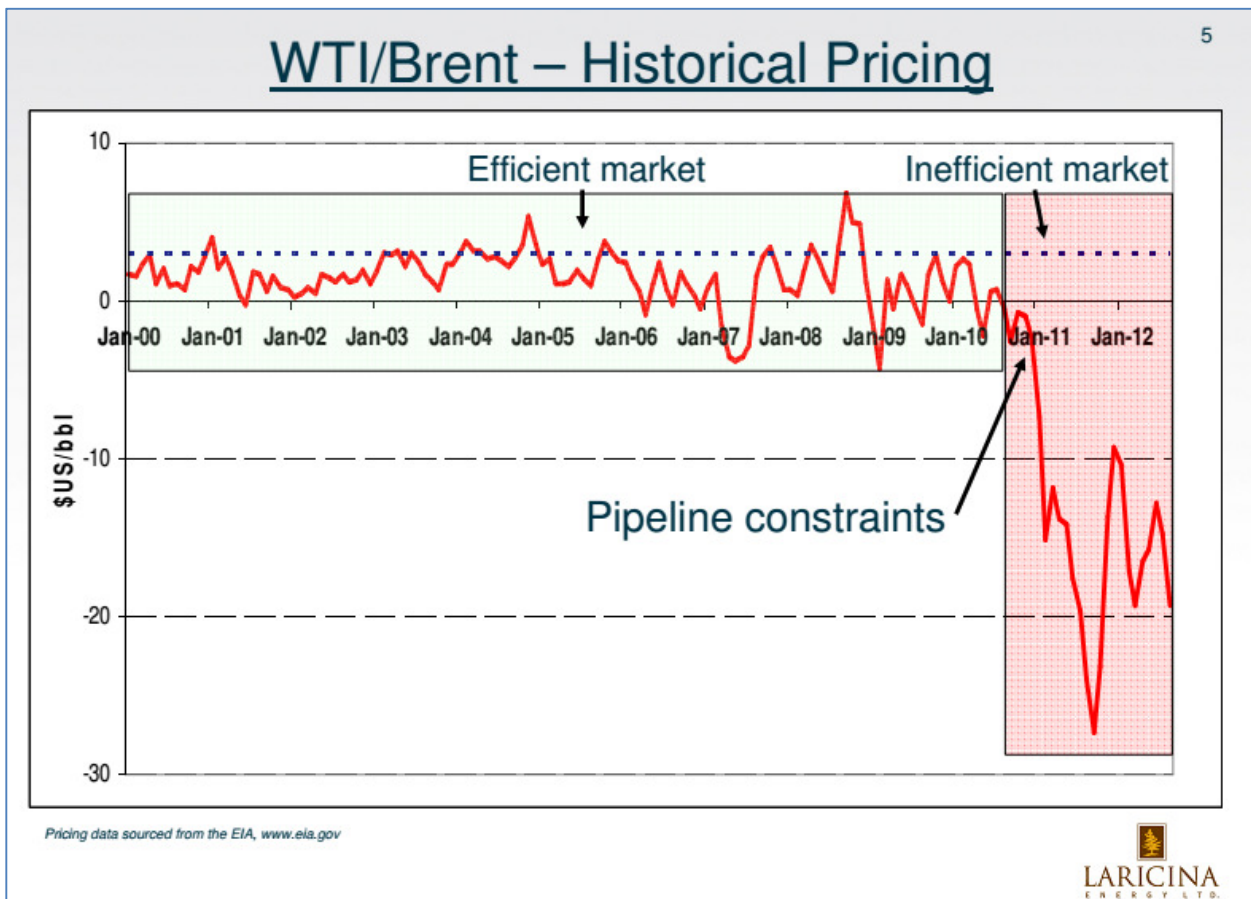
TABLE 2: MAJOR PRICE BENCHMARK INDEXES, PRICES USD

		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.*

764
765
766
767
768
769

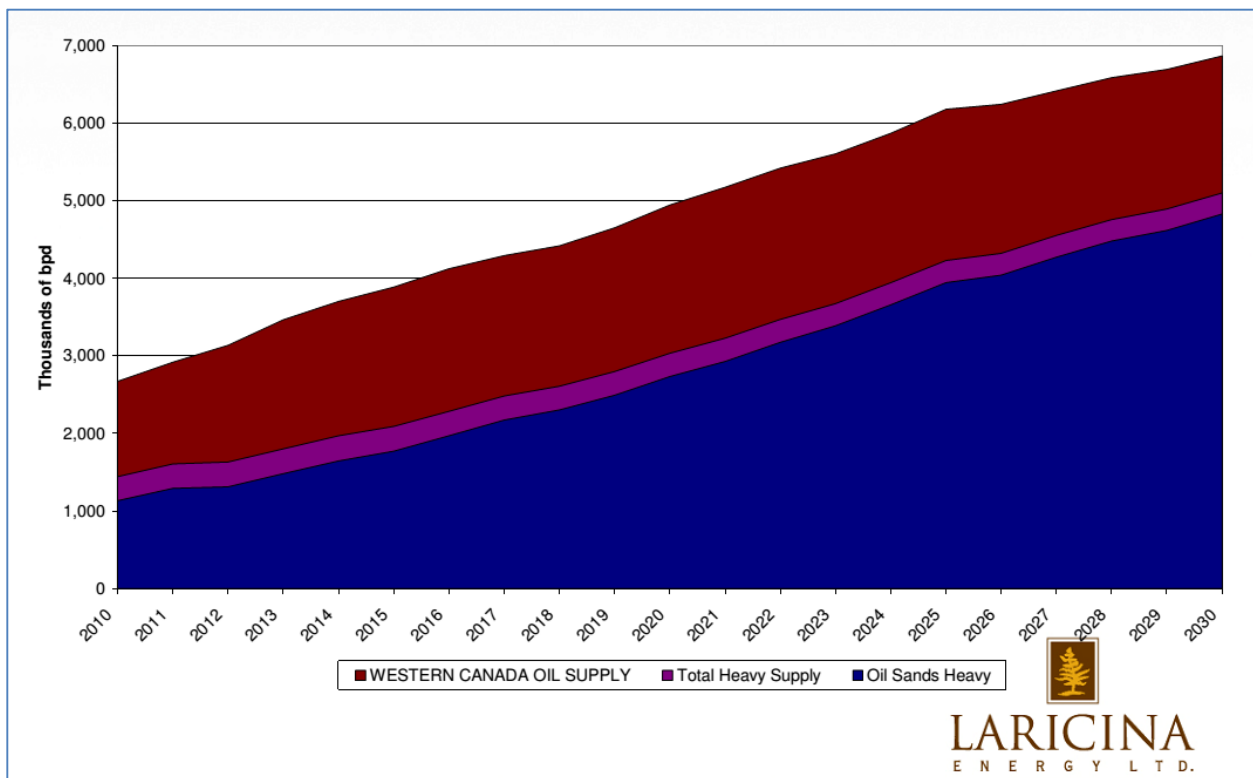
Le graphique suivant illustre l'escompte de l'étalon WTI par rapport au Brent depuis 2000. L'analyse explique l'écart anormal en 2011 et 2012 par le manque de capacité des oléoducs depuis l'accroissement de la production canadienne et américaine.



770
771

772 Les prévisions sur les cours futurs du pétrole sont prospectives, bien sûr, et il existe une
773 multitude d'opinions divergentes sur le délai pendant lequel les écarts de prix entre le Brent
774 et les pétroles américain et canadien vont se maintenir. Par exemple, la société-conseil
775 Capital Economics prévoit que le rétrécissement de l'écart Brent-WTI va devenir permanent.
776 ¹²

777
778 Un écart important entre le prix des pétroles canadiens et Bakken, d'une part, et ceux
779 provenant du bassin atlantique (Europe et Afrique), d'autre part, pourrait se maintenir tant
780 que l'exportation de la production canadienne (albertaine) sera limitée par le goulot
781 d'étranglement actuel. Et cela, d'autant plus que l'on prévoit une croissance de la production
782 albertaine dans les prochaines années, comme l'illustre le graphique suivant :
783



784
785
786
787
788

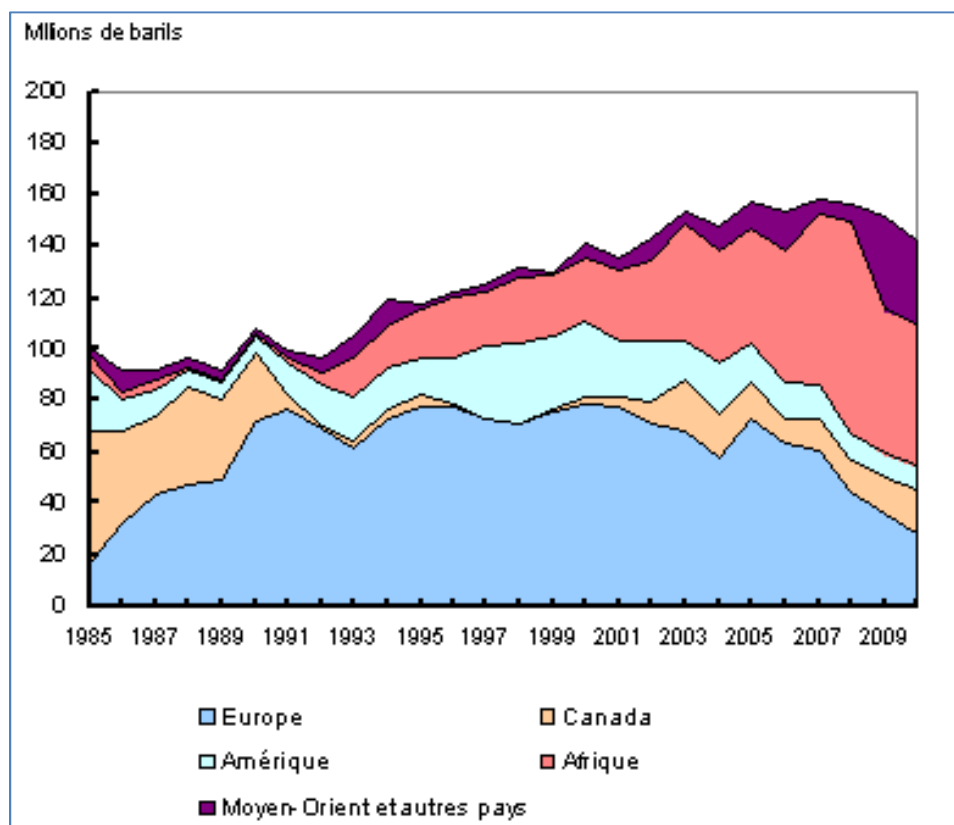
2.9. Substitution des sources étrangères par des sources locales : réduction du risque d'instabilité

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

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

791
792 « De 1986 à 2006, l’Europe, et plus particulièrement la région de la mer du Nord
793 (Royaume-Uni et Norvège), a été la principale source de l’approvisionnement
794 québécois en pétrole brut. Cependant, depuis 2007, c’est de l’Afrique que provient la
795 majorité des approvisionnements de pétrole brut. En 2010, les importations en
796 provenance d’Afrique comptaient pour près de 40 % du total des importations. »
797 (Site web du MRNQ, consulté le 18 juillet 2013)

798



799

800

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

803

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

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

809
810 La notion de « underlying vulnerability to unrest » comprend des mesures, entre autres, de
811 l'inégalité, de la corruption, de la diversité ethnique, du traitement des minorités, du régime
812 de gouvernement et du niveau de protection sociale.¹⁴

813
814 Les 165 pays sont ensuite regroupés dans quatre catégories : risque très élevé, risque
815 élevé, risque modéré, risque faible. Selon ce classement, dont la plus récente édition
816 remonte à 2010, donc avant le printemps arabe, deux des trois pays africains sources du
817 pétrole importé au Québec (l'Angola et le Nigeria) figurent dans la catégorie « très risqué »,
818 tandis que l'Algérie figure dans la catégorie « risqué ». Par contraste, le Canada occupe le
819 163^e rang de ce classement; il s'agit donc du troisième pays le plus stable au monde après
820 la Norvège et le Danemark.

821
822 L'instabilité politique est fonction, entre autres, du degré auquel les gouvernements d'un
823 pays respectent les droits de l'homme. L'organisme Human Rights Watch (HRW) surveille et
824 évalue la performance de chaque pays en matière de droits de l'homme. Les rapports HRW
825 pour les trois pays sources du pétrole brut importé au Québec expliquent en partie
826 l'instabilité politique qui les caractérise :

- 827
- 828 • Algérie : <http://www.hrw.org/world-report/2013/country-chapters/algeria>
 - 829 • Angola : <http://www.hrw.org/world-report/2013/country-chapters/angola>
 - 830 • Nigeria : <http://www.hrw.org/world-report/2013/country-chapters/nigeria>

831
832 Le risque d'instabilité politique dans trois des plus importants pays sources de pétrole brut
833 du Québec représente une menace à la sécurité des approvisionnements de ses raffineries.
834 En cas de crise politique dans l'un de ces pays, les raffineries du Québec qui s'y
835 approvisionnent auraient à trouver des sources alternatives, tandis que l'équilibre offre-
836 demande serait justement perturbé à l'échelle mondiale. Il pourrait être difficile de trouver
837 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>

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

844

845 **2.10. Diversité des sources d'approvisionnement**

846

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

851

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

862

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

871 **2.11. Risque que le pétrole brut de l'Ouest ne serve pas à approvisionner les**
872 **raffineries du Québec, mais soit plutôt destiné à l'exportation par un port de mer**
873 **sur l'Atlantique**

874

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

879

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

889

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

891

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

895

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

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

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

904
905 « Enbridge expects that the vast majority of the 300,000 bpd throughput on the line
906 will be delivered to the terminus of the pipeline at Montréal. »
907 « These refineries, operated by Suncor Energy Products Partnership Inc. and
908 Ultramar Ltd., have capacity to refine 135,000 and 265,000 bpd respectively. This
909 represents 133% of the capacity of the Project. » (Enbridge Response to NEB IR No.
910 1)

911
912 • Enbridge n'est pas propriétaire de l'oléoduc entre Portland et Montréal. Ce dernier est la
913 propriété de la société Portland-Montréal Pipeline, laquelle est contrôlée par Shell,
914 Suncor et Imperial Oil. Le projet d'inversion de l'oléoduc Portland-Montréal ferait l'objet
915 d'une demande d'autorisation distincte à l'ONE. Les enjeux reliés à ce projet seront
916 examinés distinctement. Les intervenants auront l'occasion, aux audiences portant sur
917 cet autre projet, d'évaluer le niveau du risque évoqué par M. Guilbault.

918
919 **2.12. Conclusion**

920
921 Dans cette section, nous avons présenté des éléments de preuve à savoir que :

- 922
- 923 • La demande de produits pétroliers au Canada et au Québec, maintenant et
924 dans le futur prévisible, est telle que l'objectif de réduire la consommation de
925 produits pétroliers, notamment en tant que carburant, ne peut être retenu
926 comme une solution de rechange crédible au Projet.
 - 927 • La présence au Québec des deux raffineries restantes apporte des avantages
928 sur le plan de la sécurité énergétique et de la concurrence. Leur maintien
929 représente donc un objectif de politique publique valable.
 - 930 • Certaines raffineries de l'Est du Canada sont susceptibles de fermer au cours
931 des prochaines années si elles ne réussissent pas à demeurer concurrentielles.
932 Celle de Suncor à Montréal pourrait en faire partie.
 - 933 • Le Projet est pertinent au plan économique.
 - 934 • Le Québec importe actuellement une bonne partie de son pétrole brut de pays
935 qui présentent des risques d'instabilité politique, ce qui constitue un risque
936 pour la sécurité des approvisionnements.

- 937
- Le Projet n'aurait pas pour effet de concentrer la totalité de
- 938 l'approvisionnement en pétrole d'une seule source.
- Les faits ne soutiennent pas la crainte que le Projet serve en réalité à exporter
- 939 le pétrole par Portland (Maine), aux dépens des raffineries du Québec.
- 940

941
942

943 **3. Question 4 : Les effets environnementaux et socioéconomiques**

944

945 De l'avis du Conseil du patronat du Québec, le développement durable repose sur trois

946 grands piliers : l'environnement, l'économie et le social. Nous apportons ici des éléments de

947 preuve relatifs aux effets socio-économiques du Projet. Nous ne traitons pas ici de ses effets

948 sur l'environnement, car nous ne possédons pas d'expertise particulière sur ce sujet.

949

950 **3.1. Enjeu régional : le niveau de vie dans l'Est de Montréal**

951

952 La raffinerie Suncor est un établissement industriel majeur situé dans une zone, l'Est de

953 Montréal, qui a connu et connaît encore des difficultés économiques.

954

955 *3.1.1. La raffinerie Suncor : un actif industriel majeur*

956

957 « La raffinerie de Suncor à Montréal emploie à elle seule environ 450 employés

958 salariés et syndiqués. De plus, en tout temps ou presque, nous comptons entre 300

959 et 400 entrepreneurs qui travaillent sur place à la raffinerie, et ce nombre peut

960 facilement atteindre le cap de 1 000 lorsque d'importants travaux d'entretien ou des

961 projets sont en cours. Outre le nombre de personnes qu'elle emploie, Suncor est

962 également un important consommateur de biens et services au Québec. En 2010, ses

963 dépenses se sont chiffrées à environ 400 millions, ce qui témoigne des biens et

964 services obtenus auprès de plus de 1 000 fournisseurs et vendeurs dans la province

965 de Québec. » (Témoignage de Suncor, Commission permanente de l'agriculture, des

966 pêcheries, de l'énergie et des ressources naturelles, 16 février 2011)

967

968 *3.1.2. Le raffinage : une industrie créatrice de bons emplois*

969

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

972
973 « Un cinquième des travailleurs de l'industrie du raffinage, mais seulement un
974 travailleur sur douze du secteur manufacturier plus large, mentionnent les « sciences
975 naturelles et appliquées » comme étant leur principal domaine d'activité
976 professionnelle, ce qui reflète l'importance qu'accorde l'industrie à la science et à la
977 technologie. »

978
979 « En 1991, un travailleur de l'industrie gagnait un salaire supérieur d'environ 50 p.
980 100 par rapport à la moyenne canadienne et, aujourd'hui, il jouit d'un revenu de
981 deux tiers supérieur. De 1992 à 2009, la croissance moyenne des salaires de ce
982 secteur a dépassé de 0,5 point de pourcentage par an la croissance globale de
983 l'industrie (2,7 contre 2,2 p. 100) ».
984 (Conference Board, pdf p. 38)

985
986 *3.1.3. Un établissement situé dans une communauté qui a connu son lot de difficultés*
987

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

995
996 La raffinerie Suncor, située dans l'est de Montréal, est devenue, par attrition, l'un des plus
997 importants établissements industriels de cette région.

998
999 Les informations présentées précédemment laissent croire que l'avenir de la raffinerie
1000 Suncor est précaire dans les conditions d'approvisionnement actuelles, en vertu desquelles
1001 elle n'a pas accès au pétrole de l'Ouest.

1002

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

1003 Pour se faire une idée approximative de l'impact économique de cette raffinerie sur le
1004 revenu national, nous pouvons utiliser la notion de multiplicateur économique :

1005
1006 « Il est possible de calculer le multiplicateur économique global en divisant la variation
1007 du PIB réel total par la réduction initiale en dollars constants de la production de
1008 l'industrie du raffinage. Selon nos hypothèses, chaque réduction de 1 dollar du PIB réel
1009 du secteur du raffinage entraîne une diminution de 3 dollars du PIB réel total. »
1010 (Conference Board, p. 45)

1011

1012 **3.2. Enjeu industriel : la survie de l'industrie pétrochimique du Québec**

1013

1014 L'industrie pétrochimique du Québec compte quelque 26 000 travailleurs dont 73 % se
1015 trouvent dans la région de Montréal. Concentré dans l'Est de l'Île de Montréal, le pôle
1016 pétrochimique s'approvisionne en matières premières auprès de la raffinerie locale.
1017 (Source : Société de développement économique Rivière-des-Prairies—Pointe-aux-
1018 Trembles—Montréal-Est, *Est industriel info*, édition spéciale Chimie Pétrochimie, 2011)

1019

1020 L'industrie pétrochimique du Québec comprend notamment la chaîne de polyester à
1021 Montréal. Selon la Société de développement économique Rivière-des-Prairies—Pointe-aux-
1022 Trembles—Montréal-Est :

1023

1024 « Unique en Amérique du Nord, (la chaîne du polyester) se compose d'un raffineur et
1025 de trois entreprises pétrochimiques qui embauchent plus de 900 employés et
1026 agissent en synergie. Les produits de l'un sont la matière de l'autre. »

1027



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

1028
1029
1030
1031
1032
1033
1034
1035
1036
1037
1038
1039
1040
1041
1042
1043
1044
1045
1046
1047
1048
1049
1050
1051

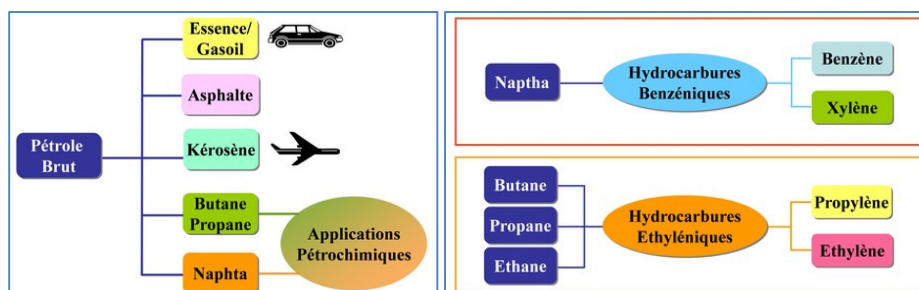
« En tant que première entreprise de la chaîne de production du polyester, Suncor fournit du xylène et du paraxylène à Chimie ParaChem, une société détenue en partenariat par la SGF et Suncor Énergie. De son côté, ParaChem purifie le paraxylène et transforme le xylène en paraxylène. Le xylène provient 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

1052 triméthylène (PTT), produit du polyéthylène téréphtalate (PET). Selenis Canada,
 1053 seule entreprise canadienne à produire du PET, expédie 25 % de sa production au
 1054 marché canadien, dont 10 % au Québec et 75 % au marché américain et
 1055 international. » (Société de développement économique Rivière-des-Prairies—Pointe-
 1056 aux-Trembles—Montréal-Est¹⁷)

1057
 1058 3.2.1. La nécessité d'une raffinerie en amont de l'industrie pétrochimique

1059
 1060 Les diagrammes suivants rappellent sommairement le rôle d'une raffinerie dans l'industrie
 1061 pétrochimique :



1063
 1064
 1065 Si Montréal devait perdre les activités de raffinage de Suncor, il faudrait s'attendre à perdre,
 1066 en plus, une bonne partie de l'industrie pétrochimique du Québec. À témoin, l'échange entre
 1067 la députée Nicole Léger et le dirigeant de Suncor au Québec en 2011 :

1068
 1069 Nicole Léger : « Je vois toutes les chaînes. Je pense à la chaîne de polyester, Atexa,
 1070 Cepsa, PTT, ParaChem, plasturgie, les récurrents, tous les produits dérivés aussi que
 1071 vous produisez. Votre départ aurait un impact considérable.

1072 Bruno Francoeur : « C'est vrai, notre départ aurait un impact considérable parce que,
 1073 comme vous l'avez mentionné, Shell n'était pas un joueur dans la chaîne
 1074 pétrochimique, nous, on est de loin le plus gros joueur dans la chaîne pétrochimique.
 1075 Donc, si on devait partir, il y aurait une réaction en chaîne de plusieurs fermetures. »
 1076 (*Journal des débats*, Assemblée nationale, p. 8)

1077

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

1078 « Un, il y a toute la chaîne pétrochimique que j'ai de la misère à comprendre comment
1079 ils pourraient s'approvisionner à un coût compétitif s'ils doivent importer les produits.
1080 Donc, ce serait un gros, gros handicap pour ces usines-là, premièrement.
1081 Deuxièmement, au niveau, je dirais, des fournisseurs de services, contracteurs, avec
1082 une raffinerie déjà, probablement... je ne suis pas sûr qu'ils vont tous survivre en
1083 tombant une raffinerie, c'est pour ça que la fermeture de Shell va faire mal de ce côté-
1084 là. Il y en a quand même plusieurs qui vont survivre avec l'ouvrage qu'on a chez nous,
1085 mais, si Suncor devait partir, ce serait un très gros impact sur Pointe-aux-Trembles,
1086 Montréal-Est, définitif. » (Témoignage de Bruno Francoeur, *Journal des débats*,
1087 Assemblée nationale, p. 13)

1088

1089 **3.3. Des investissements significatifs en aval du Projet**

1090

1091 L'étude d'impact économique commandé par Enbridge calcule les retombées économiques
1092 du Projet à l'aide d'un modèle entrées-sorties. Dans le document *Enbridge Response to NEB*
1093 *IR No. 2* (p. 2), Enbridge précise que son évaluation des retombées ne comprend pas les
1094 investissements que pourraient consentir les raffineurs clients de l'oléoduc.

1095

1096 Les deux raffineries du Québec envisagent des investissements importants, conditionnels à
1097 l'autorisation du Projet.

1098

1099 La société Valero (Ultramar) a évoqué un investissement de 110 M\$ à son terminal pétrolier
1100 à Montréal-Est afin d'y stocker le pétrole brut, ainsi qu'un autre investissement de 30
1101 millions à Lévis pour aménager les installations de manutention et d'entreposage. En plus,
1102 elle dépenserait une soixantaine de millions pour des ententes de partenariat avec des
1103 armateurs pour la flotte de pétroliers devant acheminer le brut de Montréal à Lévis. (*Le*
1104 *Devoir*, « Pétrole de l'ouest - Valero investirait 200 millions au Québec », 24 mai 2013¹⁸).
1105 Plus particulièrement :

1106

1107 « [...] ces investissements entraîneraient la création d'environ 200 emplois dans la
1108 phase de construction et 100 nouveaux emplois permanents liés à l'utilisation de
1109 navires pour transporter le brut de Montréal à Lévis. Ceci aura un impact positif
1110 continu pour tous les services comme ceux de pilotage et de remorquage. Le port de

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

1111 Montréal va aussi en profiter et avec ce tonnage additionnel, Valero deviendra son plus
1112 gros client. » (Allocution de Ross R. Bayus, 28 mai 2013, *op. cit.*)

1113
1114 De son côté, la société Suncor a dit que : « son plan pancanadien d'investissement de 2013
1115 consacrerait une somme de 55 millions qui serait en partie utilisée pour préparer la raffinerie
1116 à la réception éventuelle de pétrole de l'Ouest canadien. » (*Le Devoir*, « Le syndicat de
1117 Suncor plaide à son tour pour l'inversion », 6 décembre 2012, *op. cit.*)

1118 1119 **3.4. Impact sur la balance commerciale**

1120
1121 Le Projet aura un impact sur la balance commerciale du Canada. Le tableau suivant estime
1122 l'impact du Projet sur la valeur des importations de pétrole brut :

1123

	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.							

1124
1125
1126 Cette réduction des importations représente près des trois quarts des importations de
1127 pétrole brut classique du Québec. En 2012, les importations québécoises de pétrole brut
1128 classique s'élevaient à 13,6 milliards de dollars, celles du Canada à 29,7 milliards.¹⁹

1129

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

1130 La réduction des importations de l'ordre de 10 milliards de dollars par année, engendré par
1131 le Projet, va supprimer environ le quart du déficit commercial du Canada sur les biens et
1132 services, lequel s'élevait à 36 milliards en 2012.²⁰

1133
1134 Certains intervenants ont affirmé que l'accroissement des exportations de pétrole brut
1135 canadien a pour effet de hausser la valeur du dollar canadien et, ainsi, nuire à la
1136 compétitivité du secteur manufacturier canadien.²¹ La réduction des importations a le même
1137 effet que l'augmentation des exportations. Or, une étude de l'Institut Macdonald-Laurier a
1138 conclu que cet impact n'était pas significatif.²²

1139

1140 **3.5. Conclusion**

1141

1142 Dans cette section, nous avons présenté des éléments de preuve à savoir que :

1143

- 1144 • La raffinerie Suncor de Montréal constitue un actif industriel majeur dans une zone,
1145 l'Est de Montréal, qui a connu beaucoup de difficultés dans le passé.
- 1146 • La raffinerie Suncor est au cœur de l'industrie pétrochimique du Québec. Cette
1147 industrie subirait un choc fatal si la dernière raffinerie devait fermer.
- 1148 • Le Projet entraînera des investissements en aval qui n'ont pas été comptabilisés dans
1149 l'étude d'impact économique commandée par le promoteur Enbridge.
- 1150 • Le Projet permettra à lui seul de réduire d'environ du quart le déficit de la balance
1151 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.