

HEC MONTRÉAL

OLÉODUC ÉNERGIE EST

**Une analyse coût-bénéfice selon la perspective
canadienne**

par

Maxime Côté

Sciences de la Gestion

Département d'Économie Appliquée

Mémoire présenté à l'École des Hautes Études Commerciales de Montréal

en vue de l'obtention du grade de maîtrise en sciences (M. Sc.)

Octobre 2015

SOMMAIRE

Ce mémoire présente une analyse exploratoire de la rentabilité économique du projet d'oléoduc Énergie Est, effectuée à l'aide du canevas de l'analyse coût-bénéfice, selon la perspective du Canada et de ses habitants.

L'analyse considère d'abord les bénéfices économiques reliés aux profits des entreprises productrices de sables bitumineux réalisés sur la quantité supplémentaire d'hydrocarbures extrait dans la région de l'Athabasca grâce à l'augmentation de la capacité de transport rendue possible par l'érection d'Énergie Est.

Ma recherche s'est aussi attardée à trois sources de coûts économiques : soit ceux reliés aux émissions additionnelles de gaz carbonique, causées par la hausse de production de sables bitumineux en raison de l'augmentation de la capacité du système de pipeline canadien suite à la construction d'Énergie Est, ceux associés au risque de déversement pétrolier, causé par une fuite de l'oléoduc et finalement, les coûts de construction des infrastructures.

Alors que les coûts associés aux émissions de gaz carbonique seront inclus dans l'analyse sous forme de scénario, les coûts associés aux risques de déversements seront modélisés. En effet, une régression binomiale négative nous permettra d'établir la fréquence d'incident pour chacune des années du projet, alors qu'une régression par les moindres carrés ordinaires permettra de prédire le coût espéré d'un incident. Aussi, les prédictions effectuées à partir des régressions seront perturbées à l'aide des termes d'erreur observés, de manière à obtenir une distribution de coûts économiques liés aux déversements pétroliers sur la durée de vie du pipeline.

Les valeurs actualisées nettes du projet seront ainsi des distributions de valeurs. Elles seront présentées en dollars par habitant. Au total, neuf distributions de valeurs actualisées nettes seront présentées pour le projet, chacune représentant des combinaisons de scénarios possibles. Parmi celles-ci, trois seront considérées comme scénarios principaux.

TABLE DES MATIÈRES

SOMMAIRE	2
1. INTRODUCTION	5
2. REVUE DE LITTÉRATURE	8
2.1 COURS DU PÉTROLE & PROFITS CORPORATIFS	8
2.2 CRÉATION D'EMPLOIS & RETOMBÉES ÉCONOMIQUES	9
2.3 RISQUES ÉCOLOGIQUES & IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX	10
2.4 MISE EN CONTEXTE DES COÛTS ÉCOLOGIQUES	12
3. MODÈLE	12
3.1 BÉNÉFICES ÉCONOMIQUES.....	13
3.2 COÛTS ÉCONOMIQUES.....	14
4. DONNÉES	16
4.1 DONNÉES RELATIVES AUX BÉNÉFICES ÉCONOMIQUES	16
4.2 DONNÉES RELATIVES AUX COÛTS ÉCONOMIQUES	19
5. MÉTHODOLOGIE.....	26
5.1 DISTRIBUTION DES VALEURS ACTUALISÉES NETTES.....	26
5.2 CALCUL DES VALEURS ACTUALISÉES NETTES.....	28
5.3 CHOIX DES VARIABLES DE RÉFÉRENCE	29
5.4 SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE.....	29
5.5 FLUX ÉCONOMIQUES EXCLUS DE L'ANALYSE DE RENTABILITÉ.....	30
5.6 PRÉCISIONS SUR LE MODÈLE	31
6. RÉSULTATS.....	33
6.1 RÉGRESSIONS.....	33
6.2 VALEURS ACTUALISÉES NETTES DU PROJET	37
6.3 RÉPARTITION DES COÛTS DE DÉVERSEMENT	41
7. ANALYSE DE SENSIBILITÉ	42

8. CONCLUSION ET DISCUSSION	45
9. ANNEXES	47
10. RÉFÉRENCES.....	48

1. INTRODUCTION

Depuis le début des années 2000 et des bouleversements géopolitiques qu'ont entraînés les attentats du 11 septembre 2001, les sables bitumineux canadiens jouent un rôle de plus en plus important dans la conjoncture énergétique nord-américaine. Alors qu'il ne représentait que 16% du pétrole consommé aux États-Unis en 2002, le pétrole des sables bitumineux représentait 28% de la consommation américaine totale en 2012. Les réserves du Canada, concentrées dans la région de l'Athabasca figurent parmi les plus importantes au monde. Ces réserves sont d'ailleurs de plus en plus exploitées, alors que la production canadienne annuelle est passée de 845 millions de barils en 2002 à 1,1 milliard de barils en 2012.

À la recherche de nouveaux marchés pour écouler le pétrole de la région, plusieurs projets d'oléoducs ont émergé au cours des dernières années. Ces projets visent l'acheminement du dilbit¹ des provinces des Prairies vers les côtes est et ouest canadiennes et vers le sud des États-Unis.

En 2006, Enbridge Inc.² déposait le projet de construction de l'oléoduc Northern Gateway, qui devait relier l'Alberta au port de Kitimat en Colombie-Britannique, à destination du marché asiatique. Le projet est présentement bloqué par la Colombie-Britannique qui juge que Enbridge n'a pas bien expliqué comment elle gérerait un déversement important sur les côtes. En 2013, Kinder Morgan³ annonce l'expansion d'un oléoduc existant, reliant l'Alberta à la Colombie-Britannique, le TransMountain Pipeline, afin d'en augmenter la capacité. La compagnie s'est vue imposer 145 conditions pour sa réalisation par l'Office national de l'énergie en août 2015.

En 2008, TransCanada Corporation annonçait l'extension de l'oléoduc Keystone, reliant de manière plus directe l'Alberta au Nebraska et ajoutant un tronçon entre les villes de Cushing en Oklahoma et celles de Port Arthur et Houston au Texas. Le projet est adopté

¹ Le dilbit est un bitume dilué avec des pétroles extra-légers afin d'en réduire la viscosité pour qu'il puisse être pompé dans un oléoduc.

² Enbridge Inc. est une entreprise canadienne spécialisée dans le transport d'hydrocarbures

³ Kinder Morgan est une entreprise américaine spécialisée dans le transport et le stockage d'hydrocarbures.

par le Sénat américain en janvier 2015 et par le Congrès un mois plus tard. Il sera toutefois bloqué par le veto du président Barack Obama, fortement opposé au projet, le 24 février 2015.

En 2012, Enbridge Inc. a déposé un projet visant l'inversion d'un gazoduc existant pour en faire un oléoduc à destination des raffineries de l'est de Montréal. Un an plus tard, c'est au tour de TransCanada de proposer un projet visant à transformer un gazoduc existant en oléoduc. La compagnie souhaite aussi construire une extension, qui permettrait d'acheminer le bitume dilué vers les raffineries de Montréal, Québec et Saint-Jean au Nouveau-Brunswick. Un port en eau profonde serait également érigé dans l'estuaire du St-Laurent, pour fins d'exportations. Il s'agit du projet Énergie Est. Le présent mémoire portera sur ce projet qui, comme les autres, amène son lot de contestation. Le trajet de cet oléoduc est présenté dans la figure 1 ci-dessous.

Figure 1. Tracé de l'oléoduc Énergie Est



Source: TransCanada Corp.

Le pétrole des sables bitumineux est la cible de critiques virulentes de la part des groupes écologiques et environnementaux. L'extraction de ce type de pétrole entraîne des émissions importantes de CO₂ dans l'atmosphère⁴ et son transport est plus risqué en raison de la plus grande viscosité du dilbit, ce qui rend le nettoyage plus difficile en

⁴ <http://www.reuters.com/article/2009/05/18/us-oilsands-carbon-idUSTRE54H6C220090518>

cas de déversement, spécialement en milieu marin. On apprend d'ailleurs en février 2015 que TransCanada songe à revoir l'idée de port pétrolier dans l'estuaire du Saint-Laurent, en raison des risques environnementaux et de la controverse associée à cette portion du projet.

Partant de Hardisty en Alberta, l'oléoduc Énergie Est traversera six provinces canadiennes afin d'alimenter les raffineries du Québec et du Nouveau-Brunswick. Les retombées économiques avancées par la compagnie, autant en termes relatifs qu'absolus, sont souvent remises en question. On entend d'ailleurs beaucoup de voix s'élever pour dénoncer la haute prise de risque environnemental du Québec par rapport aux bénéfices modestes que la province pourrait en retirer.

Le débat social qu'a suscité l'annonce de ce projet m'a amené à me questionner sur son bien fondé économique. Le présent travail évaluera donc la rentabilité économique du projet, selon la perspective canadienne. Évidemment, trancher sur une pareille question demande la considération de tous les avantages et inconvénients économiques reliés à la problématique. Le présent mémoire s'est plutôt concentré de manière exhaustive sur quatre sources de flux économiques, et n'a donc pas la prétention d'établir ou de réfuter la rentabilité économique du projet de manière absolue. Les conclusions qui en sont tirées sont partielles.

Bien que le canevas de l'analyse coût-bénéfice soit moins utilisé dans le secteur académique pour l'analyse de projets d'oléoducs, quelques rapports et articles, rédigés conjointement par le secteur privé et le monde universitaire, ont abordé la question avec cette méthodologie. Ces travaux sont très qualitatifs dans leur façon d'analyser les projets. L'une des contributions du présent travail sera de quantifier tous les coûts et bénéfices économiques associés à un projet d'oléoduc.

Alors que les rapports de l'Office national de l'énergie ne s'intéressent pas à la hausse des émissions de gaz carbonique qui découlent d'Énergie Est, ce mémoire inclura les coûts économiques qui sont liés à cette conséquence de l'adoption du projet.

Ce travail contribuera également à faire une modélisation économétrique des risques possibles de déversement, en utilisant la loi binomiale négative⁵ et les données historiques d'accidents d'oléoduc en Amérique du Nord comptabilisées par le *US Department of Transportation*.

Le mémoire comprendra d'abord un survol de la littérature scientifique utile à l'évaluation de la rentabilité économique de l'oléoduc Énergie Est (section 2). Les équations clés de l'analyse coûts bénéfiques seront présentées dans la section 3. Suivront la description des données utilisées (section 4) et certaines précisions sur la méthodologie (section 5). Les résultats de l'analyse seront présentés dans la section 6, suivie de l'analyse de sensibilité (section 7), permettant ensuite de dresser certaines conclusions inhérentes à la rentabilité économique du projet (section 8). Finalement, les annexes (section 9) comprendront des tests de robustesse des régressions du modèle.

2. REVUE DE LITTÉRATURE

2.1 COURS DU PÉTROLE & PROFITS CORPORATIFS

Une particularité du pétrole des sables bitumineux à l'heure actuelle est que, malgré une demande toujours présente et une forte capacité de production, celles-ci sont contrebalancées par un système d'oléoducs ayant une trop faible capacité. Cette situation, jumelée à une production croissante du pétrole de la formation des Bakken⁶, amène les producteurs canadiens à écouler leur pétrole à rabais. Cela a une incidence sur le prix de l'indice West Texas Intermediate (WTI), qui est constamment sous évalué par rapport au prix du Brent depuis 2011, mais aussi par rapport à son indice voisin, le Louisiana Light Sweet (LLS). Borenstein et Kellogg (2012) qualifient cette situation de «oil glut», que l'on pourrait traduire par «surabondance de pétrole». Si les conclusions de Borenstein et Kellogg sont exactes, les producteurs de pétrole des sables bitumineux

⁵ La loi binomiale négative est une distribution de probabilité discrète, utilisée pour modéliser une variable dont les observations sont sur-dispersées par rapport à une loi de Poisson. La loi de Poisson est en fait une version de la loi négative binomiale dans laquelle l'écart type et la moyenne sont égales.

⁶ Formation géologique riche en hydrocarbures située dans le nord-ouest des États-Unis.

profiteraient de la disparition de l'escompte, et pourraient ainsi écouler leur pétrole brut à un prix équivalent aux prix du marché mondial.

La hausse des profits liée à un meilleur prix de vente du pétrole canadien est pertinente car elle a un impact positif sur les profits qui seront touchés par les producteurs canadiens.

Afin de bien prédire les profits que ces entreprises réaliseraient, il importe de faire des prédictions sur le cours du pétrole durant cette période. La modélisation du prix d'un baril de pétrole n'est pas chose évidente. Alquist et al. (2011) établissent que, pour des prévisions long terme, il est préférable d'utiliser un modèle de marche aléatoire afin de minimiser l'erreur de prédiction au carré. Le présent mémoire utilisera le modèle de marche aléatoire pour l'un des scénarios alternatifs.

2.2 CRÉATION D'EMPLOIS & RETOMBÉES ÉCONOMIQUES

Lorsqu'on analyse un projet d'oléoduc, les bénéfices les plus intuitifs qui y sont associés sont les retombées économiques liées à la création d'emplois. Les entreprises qui exploitent les oléoducs, dans ce cas-ci TransCanada, remettent aux autorités gouvernementales des estimés relatifs aux emplois créés durant la construction (court terme) de l'infrastructure et durant son exploitation (long terme). Les emplois ainsi créés peuvent être directs, indirects ou induits. Les emplois directs sont facilement identifiables, eux qui opèrent principalement sur le site même du pipeline. Les emplois indirects et induits sont estimés à l'aide de modèles économiques et sont soumis à plusieurs hypothèses; ce sont des emplois créés en amont ou en aval du projet respectivement. Par exemple, dans le cas des oléoducs, on retrouve en amont les emplois liés à la confection de l'acier utilisé pour la construction et en aval les emplois associés aux services consommés par les travailleurs.

Étant donné les risques environnementaux importants associés au passage d'un oléoduc sur un territoire donné, il est important d'évaluer les bénéfices liés aux emplois, non seulement en termes absolus, mais aussi en termes relatifs (Goodman et al., 2012). L'analyse en termes relatifs a pour but d'estimer l'impact réel de la création d'emplois sur le taux de chômage d'une juridiction donnée. Dans le cas qui nous intéresse, il est impossible d'identifier la proportion des emplois créés qui seront occupés par des personnes qui étaient préalablement chômeurs. Ce ne sont que ces emplois qui créent

un réel bénéfice économique, les autres étant comblés par des migrations de travailleurs. Pour cette raison, les bénéfices économiques associés à la création d'emplois seront omis de l'analyse de rentabilité économique du projet.

2.3 RISQUES ÉCOLOGIQUES & IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX

Les risques environnementaux sont les coûts économiques les plus importants et les plus intuitifs associés à la construction d'un oléoduc. Aux dires des experts, c'est encore plus vrai pour les oléoducs comme Énergie Est qui transportent du dilbit, car il est plus corrosif et abrasif pour l'acier. Effectivement, en comparaison avec le pétrole brut conventionnel, le dilbit est de 15 à 20 fois plus acide et de 5 à 10 fois plus sulfurique (Crandall, 2002). Il contient également un niveau significativement plus élevé de sédiments abrasifs. De plus, en raison de sa viscosité, son transport à travers l'oléoduc doit être fait à une température de 70°C comparativement à une température ambiante pour le pétrole brut conventionnel et la pression doit être maintenue à plus de 1400 PSI⁷ plutôt qu'à seulement 600 PSI. Tous ces facteurs de risques font en sorte que l'oléoduc transportant du dilbit est plus propice aux fuites. Alors que TransCanada affirme que la nouvelle technologie utilisée dans la construction de Keystone XL et de Énergie Est lui permet d'espérer une fréquence moins élevée de fuite, il semble que les caractéristiques propres au dilbit viennent annuler ces avancées (Stansbury, 2011). En effet, bien que TransCanada réfute la pertinence d'utiliser les données historiques de fuite d'oléoduc compilées par la PHMSA⁸, cette pratique est la plus appropriée pour bien capter les possibilités de fuite sur la durée de vie d'un pipeline qui transporte du dilbit.

Le présent mémoire utilisera également les données de la PHMSA, et les soumettra à une régression binomiale négative. Les régressions binomiales négatives sont utiles afin de modéliser une variable dépendante qui est une fréquence d'événement, comme un accident occasionnant une fuite. Catherine Hausman (2013) utilise ce type de régression pour modéliser les risques d'incidents d'une centrale nucléaire selon certaines spécificités de la centrale en question. L'application de cette distribution de probabilité à la fréquence de déversements pétroliers en milieu infracôtier sera une

⁷ Le PSI (*pound-force per square inch*) est une unité de mesure de pression.

⁸ Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration, US Department of Transportation

contribution du mémoire à la littérature sur les coûts économiques associés aux oléoducs. Il s'agira, à notre connaissance, de la première utilisation de la loi binomiale négative dans le but de modéliser la fréquence d'incidents de pipeline.

Les sables bitumineux, de par leur extraction, produisent beaucoup plus de gaz à effet de serre que l'extraction de pétrole conventionnel. Principalement, c'est le niveau de CO₂ relâché dans l'atmosphère qui inquiète les scientifiques. L'Institut Pembina⁹ estime que l'impact de Keystone XL serait de 22 millions de tonnes de gaz carbonique annuellement. Dans un rapport plus récent, l'organisme affirme que l'impact d'Énergie Est serait encore plus grand en termes d'émissions de gaz à effet de serre, estimant à plus de 30 millions de tonnes la quantité de CO₂ émise dans l'atmosphère annuellement. La EPA¹⁰ dresse des estimés relatifs aux coûts sociaux du carbone, de 2015 à 2050 (voir tableau 11). Ces données serviront à monétiser l'impact de la hausse de dioxyde de carbone associée à Énergie Est. Il s'agira d'une autre contribution de cette étude à la littérature sur Énergie Est, alors que l'Office national de l'énergie a statué de manière très claire que la hausse des émissions de gaz à effet de serre ne serait pas considérée dans son analyse sur la portée du projet.

Comme les coûts liés aux émissions de gaz à effet de serre sont très importants et surtout très variables en fonction des hypothèses utilisées pour la monétisation d'une tonne métrique de dioxyde de carbone, la méthodologie de Gowrisankaran et al. (2015) sera utilisée pour faire ressortir ces variations. Dans leur étude, les chercheurs présentent trois scénarios pour estimer la valeur économique d'énergie renouvelable : un premier dans lequel les coûts sociaux des émissions de CO₂ sont omis de l'analyse, un second dans lequel les coûts de CO₂ considérés sont ceux de l'EPA actualisés à 5%, et un troisième avec les coûts actualisés à 3%.

⁹ L'Institut Pembina est un «think tank» économique sans but lucratif s'intéressant surtout aux questions reliées à l'énergie renouvelable et au développement responsable de l'industrie pétrolière canadienne.

¹⁰ Environmental Protection Agency

2.4 MISE EN CONTEXTE DES COÛTS ÉCOLOGIQUES

Afin de bien comprendre les réticences de certaines provinces à l'égard d'Énergie Est ce mémoire tentera de distribuer les coûts écologiques entre les provinces impliquées. Pareil exercice a déjà été fait pour un projet d'oléoduc canadien, le TransMountain Pipeline, alors que les auteurs ont séparé les coûts et bénéfices entre les juridictions provinciales impliquées (Goodman & Bowan, 2014).

Notons que, comme il est impossible d'imputer aux provinces un pourcentage d'émissions de gaz carbonique propres à leur territoire uniquement, le découpage des coûts écologiques par province se fera seulement avec les coûts de déversement.

3. MODÈLE

Afin d'évaluer la rentabilité économique de Énergie Est, la valeur actualisée nette (VAN) sera utilisée. Les flux monétaires économiques annuels sur la durée de vie du projet seront actualisés à un taux de 8%. Il s'agit du taux évalué par Jenkins et Kuo (2007), dans leur analyse empirique du coût économique d'opportunité au Canada, lequel est présenté dans le Guide Canadien de l'Analyse Coût Bénéfice du Conseil du Trésor. Les résultats avec un taux d'actualisation de 4% e 12% seront également présentés comme analyse de sensibilité (section 7).

L'horizon d'étude utilisé sera de 46 ans, tel qu'exposé dans le rapport de la firme Deloitte sur les bénéfices économiques du projet. L'horizon comprend 6 ans de développement et construction des infrastructures du projet et 40 ans d'exploitation.

Le calcul des flux monétaires passe d'abord par certaines estimations intermédiaires. Les flux économiques nets du projet sont obtenus suite à l'estimation des bénéfices liés aux profits corporatifs et des coûts économiques liés aux risques de déversements, à la hausse des émissions de dioxyde de carbone et aux coûts de construction.

3.1 BÉNÉFICES ÉCONOMIQUES

3.1.1 PROFITS CORPORATIFS

D'abord, afin d'évaluer les bénéfices économiques d'Énergie Est durant les années d'exploitation du pipeline, il importe de faire des prédictions quant au prix du baril de pétrole durant cette période. Pour ce faire, on considère les prévisions effectuées par l'OPEP¹¹ lors de la dernière mise à jour de son *World Oil Outlook*, en 2014. Les prévisions couvrent les années 2015 à 2040 inclusivement.

Parallèlement, un modèle de marche aléatoire sera également utilisé comme scénario alternatif, tel que suggéré par Alquist et al. (2011). L'indice de prix du pétrole (P_t) utilisé sera le *OPEC Reference Basket* afin d'être comparable aux données du *World Oil Outlook*. Étant donné l'horizon à long terme de l'étude, on opte pour un modèle de simple marche aléatoire afin de minimiser l'erreur de prévision au carré. À noter que le coefficient \emptyset correspond à l'écart type des prix historiques du baril de référence.

$$P_t = \emptyset P_{t-1} + \epsilon_j \quad (1)$$

Une fois le prix du pétrole obtenu pour la durée de vie de l'oléoduc, il importe de connaître la quantité additionnelle de pétrole des sables bitumineux extraite grâce à la capacité accrue du réseau de transport occasionnée par Énergie Est, ainsi que les marges de profit moyennes des producteurs.

Pour la quantité additionnelle de pétrole des sables bitumineux produite, le présent mémoire utilisera les estimés de l'Institut Pembina provenant de son rapport sur l'impact écologique du projet. Les prix du baril considérés seront les estimés long terme de l'OPEP, de même que le modèle de marche aléatoire présenté à l'équation (1). La marge de profit moyenne est estimée à partir d'un échantillon de cinq entreprises d'extraction de sables bitumineux dans la région de l'Athabasca. Pour chacune de ces entreprises, une moyenne géométrique de leur marge de profit de 2005 à 2014 inclusivement est évaluée. Une moyenne géométrique de ces cinq moyennes

¹¹ Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole (*Organization of the Petroleum Exporting Countries*)

géométriques est ensuite évaluée afin d'obtenir la marge de profit moyenne de l'échantillon. Les profits corporatifs générés durant l'année t est estimé à partir de la formule suivante :

$$Profit_t = Quantité\ produite \times Prix\ du\ baril_t \times Marge\ de\ profit\ moyenne \quad (2)$$

À noter qu'on pose ici l'hypothèse que la quantité supplémentaire produite sera constante durant la période d'exploitation du pipeline.

3.2 COÛTS ÉCONOMIQUES

3.2.1 RISQUES DE FUITES ET DÉVERSEMENTS

Ensuite, pour ce qui a trait aux coûts économiques, les risques environnementaux liés aux fuites de l'oléoduc sont les plus intuitifs. Afin de bien prendre en considération la fréquence et l'ampleur des déversements pétroliers, les données de la PHMSA sur les accidents liés au transport de pétrole brut sont considérées. Les variables utilisées pour estimer les coûts des déversements sont l'âge de l'oléoduc au moment de l'incident (*âge*), le diamètre nominal de l'oléoduc (*diamètre*), la quantité de pétrole déversé pour un accident donné (*volume*) ainsi que des variables binaires indiquant si l'incident a eu lieu sur un tronçon sous l'eau (*sous l'eau*) ou sous terre (*sous terre*).

Pour la fréquence d'accidents, on utilise le nombre d'accidents par année par opérateur (Y_i). Comme il s'agit d'une variable d'évènements, et non pas d'une variable continue, le modèle des moindres carrés ordinaires (MCO) n'est pas approprié. L'hypothèse de distribution de Poisson est donc préférée et le modèle négatif binomial sera utilisé pour la modélisation en raison de la dispersion des données. Les variables explicatives sont les moyennes des observations d'incidents par année par compagnie dans le cas où plusieurs incidents ont eu lieu durant la même année pour un opérateur d'oléoduc donné.

$$Y_i \sim NegBin (\beta_0 + \beta_1 \hat{age} + \beta_2 \hat{age}^2 + \vartheta_i) \quad (3)$$

Une fois que la fréquence d'accident est évaluée, il importe de monétiser lesdits accidents. On peut modéliser le coût estimé d'un déversement pétrolier à partir de variables descriptives du pipeline sur lequel est survenu l'incident. En effet, dans les données de la PHMSA on retrouve de l'information sur le coût total de chacun des déversements. Afin de comprendre l'effet des variables descriptives du pipeline sur les coûts (C_j), on effectue une régression des moindres carrés ordinaires sur les variables descriptives du pipeline et sur la quantité de pétrole déversé lors de l'incident. Comme il s'agit d'une variable continue qui suit une distribution normale, la méthode des moindres carrés ordinaires est appropriée pour la modélisation.

$$C_j = \delta_0 + \delta_1 \text{diamètre} + \delta_2 \text{volume} + \delta_3 \text{sous l'eau} + \delta_4 \text{sous terre} + \epsilon_j \quad (4)$$

Bien qu'il s'agisse, à notre connaissance, de la meilleure méthode pour estimer les coûts d'un éventuel incident, les coûts estimés sont principalement d'ordre comptable puisqu'ils s'appuient sur les coûts historiques des incidents (dommages sur les propriétés privées et publiques, dommages sur les installations de l'opérateur, coûts associés aux mobilisations d'équipe d'urgence, etc.). On peut donc affirmer que ce modèle sous-estimera les coûts associés à un déversement pétrolier.

3.2.2 ÉMISSIONS DE DIOXYDE DE CARBONE

Afin d'évaluer le coût économique des émissions de CO₂ causées par la hausse de production des sables bitumineux, il importe d'abord de connaître la quantité supplémentaire produite pour une année donnée. On multiplie ensuite cette valeur par le coût social du carbone pour l'année en question. Ainsi, pour une année t , le coût social des émissions de carbone est obtenu par la formule qui suit :

$$\text{Coût Social}_t = \text{Tonnes de CO}_2 \text{ émises} \times \text{Coût par tonne métrique}_t \quad (5)$$

À noter que la quantité de CO₂ émise dans l'air est obtenue via une étude de l'Institut Pembina, qui documente trois scénarios de hausse de production des sables bitumineux pour chacun desquels une quantité donnée de tonnes métriques d'émissions est associée. Le coût par tonne métrique est, quant à lui, obtenu via des normes établies par l'*Environmental Protection Agency* aux États-Unis.

4. DONNÉES

4.1 DONNÉES RELATIVES AUX BÉNÉFICES ÉCONOMIQUES

4.1.1 PROFITS CORPORATIFS

Pour évaluer les bénéfices liés aux profits corporatifs des producteurs en lien avec la hausse du volume de production occasionnée par Énergie Est, il faut connaître le prix du pétrole pendant la durée de vie du pipeline. Pour ce faire, on utilise deux types de données.

Premièrement, les projections de l'OPEP de 2015 à 2040 seront considérées. Comme il s'agit de données aux 5 ans, des extrapolations linéaires seront effectuées entre ces estimés, de manière à avoir une série de prix annuels sur l'horizon voulu.

Tableau 1. Prévisions du prix d'un baril de l'OPEP

Année	Prix nominal (\$)	Prix réel (\$2013/baril)
2015	110.00	105.70
2020	110.00	95.40
2025	123.90	96.90
2030	139.60	98.50
2035	157.30	100.00
2040	177.40	101.60

Source: OPEC World Oil Outlook 2014

Deuxièmement, les projections de l'OPEP concernant le prix du baril de référence (*OPEC Reference Basket*), obtenus grâce à un mouvement de marche aléatoire, seront effectuées à partir des prix quotidiens du panier de référence, de 1995 à 2014 inclusivement. Comme les résultats obtenus seront quotidiens, une moyenne arithmétique sera effectuée afin d'obtenir une série de prix mensuels.

Tableau 2. Statistiques descriptives du prix mensuel du baril de référence de l'OPEP

Statistique	Valeur
Période d'observation	Janvier 1995 à Décembre 2014
Nombre d'observations	240
Moyenne	52.84\$
Écart type	35.27\$
Maximum	131.22\$
Minimum	9.67\$

Source : Bloomberg, indice OPECDALY, extrait le 22 février 2015

La prévision du prix du pétrole sert de base à l'estimation des profits corporatifs touchés par les producteurs. Pour connaître les revenus bruts des producteurs relatifs à Énergie Est, il faut multiplier le prix unitaire du baril par la quantité de barils produits. L'Institut Pembina évalue plusieurs scénarios possibles à cet effet dans son analyse sur l'impact environnemental du projet. Parmi ceux-ci, seuls les deux scénarios «extrêmes» de l'étude seront considérés, soient ceux qui représentent la plus faible et la plus forte hausse de production. Ces scénarios représentent respectivement une hausse de production de sables bitumineux de l'Athabasca de 34% et 39% et sont présentés dans le tableau 3 ci-dessous.

Tableau 3. Scénarios des hausses de production de pétrole des sables bitumineux engendrées par Énergie Est

Hausse de production par rapport à 2012	Production supplémentaire en barils/jour	Équivalent en termes de capacité de Énergie Est
34%	650 760	59%
39%	751 740	68%

Source : Institut Pembina (2014)

L'Institut Pembina obtient ces scénarios en émettant des hypothèses sur le pourcentage d'utilisation de la capacité totale de l'oléoduc (1,1 millions de barils par jour). L'Institut émet l'hypothèse qu'Énergie Est sera utilisé à 85% de sa capacité, en se basant sur des documents de l'Office national de l'énergie (2009) et du *Canadian Energy Research Institute* (2012), qui estiment respectivement que les oléoducs canadiens sont utilisés à 80% et à 95% de leur capacité.

La différence entre les scénarios de hausse de production de 34% et 39% présentés dans le tableau 3 provient donc de la quantité de pétrole présentement produite qui sera transporté par Énergie Est. En effet, l'Institut Pembina estime que 935 000 barils par jours circuleront dans l'oléoduc (85% de sa capacité). Cela signifie que le scénario voulant une hausse de 34% de la production de pétrole des sables bitumineux albertains verrait Énergie Est transporter environ 285 000 barils par jour de pétrole qui font partie de la production actuelle, et 650 760 barils par jour de pétrole issu de la «nouvelle production» engendrée par le projet. Dans le cas du scénario voulant une hausse de 39% de la production, il s'agirait d'environ 185 000 barils par jour qui proviendraient de pétrole dont l'extraction ne dépend pas de l'érection d'Énergie Est en plus des 751 740 barils par jour de production additionnelle.

Finalement, pour évaluer les profits corporatifs, il faut estimer la marge de profit moyenne des entreprises productrices de pétrole des sables bitumineux. Pour ce faire, cinq entreprises spécialisées dans l'extraction de pétrole des sables bitumineux albertains ont été sélectionnées. Pour chacune de ces entreprises, une moyenne géométrique est effectuée sur leurs marges de profit de 2005 à 2014 inclusivement. Une moyenne géométrique de ces moyennes est ensuite effectuée pour établir la marge de profit moyenne des producteurs pétroliers de l'Athabasca. Le tableau 4 détaille l'échantillon utilisé.

Tableau 4. Échantillon d'entreprises utilisées pour évaluer la marge de profit moyenne des producteurs de pétrole des sables bitumineux canadiens

Entreprise	Symbole	Marge de profit moyenne (2005 à 2014)
Husky Energy	HSE	8.37%
Suncor Energy	SU	6.43%
Canadian Natural Resources	CNQ	12.19%
Imperial Oil	IMO	8.08%
Cenovus	CVE	5.35%
Marge de profit moyenne		7.77%

Source : Bloomberg, extrait le 30 mars 2015

4.2 DONNÉES RELATIVES AUX COÛTS ÉCONOMIQUES

Pour ce qui est des coûts, les plus importants sont ceux relatifs aux risques environnementaux. Ceux-ci se distinguent en deux catégories, soient les risques de déversements causés par un bris de l'oléoduc et la hausse des gaz à effet de serre causée par la production accrue de sables bitumineux canadiens rendue possible grâce à la capacité de transport d'Énergie Est. Les coûts de construction seront aussi analysés.

4.2.1 RISQUES DE FUITES ET DÉVERSEMENTS

Pour les risques de déversements pétroliers, les données utilisées proviennent de la PHMSA (*Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration*), du *Department of Transportation* du gouvernement des États-Unis. Ces données nous permettent de modéliser deux informations nécessaires à l'analyse des coûts économiques liés à ces risques : la fréquence des incidents et le coût espéré d'un incident donné. Les variables utilisées pour ces deux modélisations sont décrites dans le tableau 6. Les données comprennent 367 observations, soit les incidents de pipeline transportant du pétrole brut survenus sur le territoire américain entre 2000 et 2009 inclusivement.

Tableau 5. Description des variables utilisées pour l'analyse des risques de déversement

Variable	Description	Valeurs			
		possibles (si discrète)	(Min, Max)	Moyenne	Écart-type
<i>âge</i>	l'âge de l'oléoduc au moment de l'incident en années	-	(0,91)	41.3	22.5
<i>diamètre</i>	diamètre nominal de l'oléoduc en pouces	-	(0.5, 48)	13.2	7.5
<i>coût¹²</i>	coût total de l'incident, incluant les dommages matériels et le coût des mesures d'urgence déployées en \$	-	(0, 17 600 000)	684 521	2 152 859
<i>volume</i>	quantité de barils déversés lors de l'incident	-	(0, 31 322)	605.5	2 217.5
<i>emplacement</i>	description de l'endroit où l'incident est survenu	<i>sous-terrain</i> <i>au-dessus sol</i> <i>sous l'eau</i>	-	-	-

Source: PHMSA, US Department of Transportation

Afin d'être en mesure d'appliquer ces modèles à Énergie Est, il importe de connaître les caractéristiques descriptives de l'oléoduc. Le tableau 6 contient les spécifications d'Énergie Est. On y remarque que le diamètre du pipeline proposé par TransCanada dépasse la moyenne de pipelines américains accidentés entre 2000 et 2009 par plus de trois écarts type.

¹² Les statistiques descriptives présentées pour la variable *coût* ont été calculées avec le coût nominal des incidents. Pour la régression, les coûts réels ont été utilisés.

Tableau 6. Spécifications techniques de l'oléoduc Énergie Est

Propriété	Valeur
diamètre	42.008 pouces ¹³
pression	79 770.735 PSI
épaisseur	0.795 pouce

Source : Énergie Est - Dépôt Règlementaire, TransCanada Corporation

Ensuite, la régression binomiale négative sur la fréquence d'incidents est effectuée à l'aide de données qui n'incluent que les événements réalisés, c'est-à-dire, les incidents par opérateur par année. Or, pour pouvoir interpréter les coefficients de la régression directement comme des variations de la fréquence, il faut que les données incluent également les «non incidents» par opérateur par année. Pour remédier à cette limitation des données disponibles, un décompte des incidents annuels des données du tableau 7 a été effectué pour les années 2001 à 2009 inclusivement. On utilise ensuite les données sur la longueur du réseau de pipelines de pétrole américains, afin d'obtenir la fréquence d'incident par kilomètre pour chacune des années. On peut ainsi obtenir la fréquence de «non incident» par kilomètre pour ces mêmes années. On fait ensuite une moyenne géométrique de ces fréquences annuelles de «non incidents», laquelle on élève à la puissance 4 574 étant donné les 4 574 kilomètres d'Énergie Est. On obtient ainsi une fréquence moyenne de «non incident» par année pour Énergie Est de 48,50%, et donc une fréquence d'incident de 51,50%. Le tableau 7 ci-dessous résume les données et manipulation décrites dans le présent paragraphe.

¹³ Sur 60 km, l'oléoduc a un diamètre de 20 pouces, et sur 10 km le diamètre est de 48 pouces. Comme il s'agit d'une distance négligeable par rapport à la longueur totale de l'oléoduc, le mémoire considérera le diamètre de 42 pouces comme étant constant sur la totalité du trajet.

Tableau 7. Longueur du réseau d'oléoducs américains et fréquence d'incidents par année

Année	Longueur (en miles)	Longueur (en km)	Nombre d'accidents	Fréquence d'accident (par km par année)	Fréquence de «non accident» (par km par année)
2001	154 877	249 250	23	0.000092	0.999908
2002	149 619	240 788	39	0.000162	0.999838
2003	139 901	225 149	43	0.000191	0.999809
2004	142 200	228 849	44	0.000192	0.999808
2005	131 348	211 384	37	0.000175	0.999825
2006	140 861	226 694	46	0.000203	0.999797
2007	147 235	236 952	31	0.000131	0.999869
2008	146 822	236 287	31	0.000131	0.999869
2009	148 622	239 184	33	0.000138	0.999862
Moyenne géométrique de la fréquence de «non accident»					0.999843
Probabilité annuelle de «non accident» pour Énergie Est					48.50%
Probabilité annuelle d'accident pour Énergie Est					51.50%

Source: US Department of Transportation¹⁴

À noter que le 51,50% de probabilité annuelle d'incident pour Énergie Est, obtenu via les données historiques, est cohérent avec la théorie de John Stansbury (2011). Celui-ci affirme que l'utilisation de données historiques est la méthodologie la plus appropriée pour estimer le risque d'incident d'un pipeline transportant du dilbit (voir section 2). En effet, l'acidité du dilbit et son effet corrosif élevé, viennent annuler les avancées technologiques mises de l'avant par les transporteurs, qui cherchent à prouver que le pipeline est plus résistant.

Finalement, le présent mémoire cherchera à imputer aux différentes provinces traversées par l'oléoduc leurs coûts de déversement respectifs. Pour ce faire, il faut connaître la portion de l'oléoduc qui traverse chacune des provinces (voir tableau 8).

¹⁴http://www.rita.dot.gov/bts/sites/rita.dot.gov.bts/files/publications/national_transportation_statistics/html/table_01_10.html

Tableau 8. Distance parcourue par Énergie Est dans chacune des provinces traversées par l'oléoduc

Province	Distance parcourue (en km)	Proportion de la distance parcourue
Alberta	284.1	6.2%
Prairies ¹⁵	1 138.9	24.9%
Ontario	2 022.3	44.2%
Québec	721.7	15.8%
Nouveau-Brunswick	407.4	8.9%
TOTAL	4 574.4	100%

Source : Énergie Est - Dépôt Réglementaire, TransCanada Corporation

Comme les coûts seront présentés en dollars par habitants, il faut aussi connaître la population des provinces traversées par l'oléoduc (voir tableau 9).

Tableau 9. Population des provinces traversées par Énergie Est

Province	Population
Alberta	4 196 500
Prairies	2 427 000
Ontario	13 792 100
Québec	8 263 600
Nouveau-Brunswick	753 900

Source : Statistique Canada

4.2.2 ÉMISSIONS DE DIOXYDE DE CARBONE

Maintenant, pour ce qui concerne la hausse des émissions de gaz à effet de serre causée par la hausse de production, rendue possible par l'accroissement de la capacité de transport relatif à Énergie Est, il importe de savoir deux choses : quelle quantité d'émissions supplémentaires l'oléoduc engendre-t-il et comment se monétise cette quantité?

¹⁵ Dans son dépôt réglementaire à l'Office National de l'Énergie, TransCanada agrège la Saskatchewan et le Manitoba dans ce qu'elle nomme «Prairies».

D'abord, pour la quantité supplémentaire de dioxyde de carbone relâché dans l'atmosphère en raison de la construction d'Énergie Est, l'Institut Pembina évalue trois scénarios. Chacun des scénarios correspond à une hausse de la production de pétrole issu des sables bitumineux par rapport au volume extrait en 2012 dans la région de l'Athabasca. Les scénarios sont résumés dans le tableau ci-dessous, qui reprend les éléments du tableau 3 en y ajoutant l'impact sur les émissions additionnelles de CO₂ engendrées par la production supplémentaire de pétrole des sables bitumineux. Le mémoire n'utilisera pas le troisième scénario, étant donné sa proximité avec les deux scénarios «extrêmes».

Tableau 10. Scénarios des hausses de production annuelle possibles de pétrole des sables bitumineux et de l'impact en termes d'émissions annuelles de CO₂

Hausse de production par rapport à 2012	Production supplémentaire en barils/jour	Tonnes de CO ₂ supplémentaire émises
34%	650 760	29 800 000
39%	751 740	32 300 000

Source: Institut Pembina

Afin de monétiser ce volume d'émissions, on utilise les estimés de l'*Environmental Protection Agency* (EPA) sur le coût social du carbone de 2015 à 2040. Ceux-ci apparaissent dans le tableau 11. Il est important de noter que ces coûts ne proviennent pas des prix du marché d'une tonne de CO₂. L'EPA utilise plutôt un modèle d'estimation intégré (*Integrated Assessment Modelling*, ou IAM), qui se définit par la prise en compte de plusieurs disciplines de la science dans un même modèle. Dans son analyse du coût social du carbone, l'EPA inclut les effets du réchauffement climatique sur la productivité agricole, sur la santé des individus, sur les effets économiques possibles d'un risque accru d'inondations et sur les coûts reliés aux changements des habitudes de consommations d'énergie (moins d'énergie pour le chauffage des foyers, mais davantage pour la filtration de l'air et l'utilisation d'air climatisé).

Tableau 11. Coût social d'une tonne métrique de carbone

Année	5% d'actualisation	3% d'actualisation
2015	\$12	\$39
2020	\$13	\$46
2025	\$15	\$50
2030	\$17	\$55
2035	\$20	\$60
2040	\$22	\$65

Source: Environmental Protection Agency¹⁶

Notons que si l'on se fie aux dernières enchères de la bourse du carbone commune au Québec et à la Californie, le prix marginal du marché pour une tonne métrique de carbone est d'un peu plus de 12\$. C'est donc dire que les chiffres de l'EPA, selon le taux d'actualisation de 5%, sont plus près de la réalité, elle qui estime à 12\$ le prix d'une tonne métrique en 2015.

4.2.3 COÛTS DE CONSTRUCTION

Ensuite, pour ce qui a trait aux montants investis par l'entreprise pour l'érection et la réfection des infrastructures, TransCanada estime à 11.285 milliards de dollars le montant investi sur la durée de la phase de développement. Le tableau ci-dessous provient de l'analyse économique effectuée par Deloitte et détaille les coûts de construction et de conversion de l'oléoduc.

¹⁶ <http://www3.epa.gov/climatechange/EPAactivities/economics/scc.html>

Tableau 12. Détail des coûts de construction d'Énergie Est

Segment d'Énergie Est	Coût
Alberta & Saskatchewan (portion à construire)	1 159M\$
Saskatchewan & Manitoba (portion à construire)	205M\$
Saskatchewan, Manitoba & Ontario (conversion du gazoduc en oléoduc)	2 693M\$
Ontario (portion à construire)	379M\$
Québec (portion à construire)	3 221M\$
Nouveau-Brunswick (portion à construire)	2 156M\$
Contingence	1 472M\$
COÛT TOTAL	11 285M\$

Source: Deloitte

5. MÉTHODOLOGIE

5.1 DISTRIBUTION DES VALEURS ACTUALISÉES NETTES

Afin de prendre en considération différents scénarios en ce qui a trait aux estimés relatifs à l'évaluation des coûts et des bénéfices économiques, une simulation de Monte Carlo sera effectuée. Habituellement, les analyses de valeurs actualisées nettes qui utilisent cette technique le font à partir de différents scénarios de valeurs possibles pour certains paramètres de l'étude. Or, dans le cadre de la présente analyse, la différence entre les observations réside en l'utilisation de la distribution des termes d'erreurs estimés par les modèles économétriques de l'étude.

D'abord, une régression par les MCO est effectuée pour connaître le coût espéré d'un déversement. Cette régression est effectuée sur les 367 incidents de la base de données, ce qui permet d'extraire 367 termes d'erreurs. À partir de ces 367 résidus, la

régression des MCO est perturbée et on obtient, par prévision, 367 valeurs différentes pour le coût espéré d'un incident.

Ensuite, comme la fréquence espérée d'un incident est obtenue via une régression binomiale négative, il faut agréger les incidents qui ont eu lieu la même année et pour la même entreprise de transport d'hydrocarbures. On calcule donc la moyenne des valeurs indépendantes des incidents qui ont eu lieu la même année pour la même entreprise, et on utilise ces moyennes comme nouvelles variables dépendantes. À partir des 367 incidents, on obtient 184 combinaisons année-entreprise distinctes. Ces 184 observations seront perturbées avec les 184 termes d'erreur issus de la régression binomiale négative, et 184 prédictions de fréquences d'incidents seront produites.

De plus, comme la régression du coût espéré, estimée par les MCO, fournit 367 prédictions, celles-ci seront également agrégées, tout comme les variables indépendantes de la régression binomiale négative. Ainsi, une moyenne sera calculée entre les prévisions qui sont associées à la même combinaison année-entreprise. Il y aura donc 184 prédictions de coûts espérés d'un incident.

Les 184 prédictions de fréquence d'incidents et de coût espéré d'un incident sont ensuite multipliées pour chacune des années et actualisées, de manière à donner une distribution de 184 coûts de déversement possible sur l'horizon d'étude du projet.

Finalement, pour les autres flux économiques, différents scénarios seront étudiés en ce qui a trait au prix du pétrole et au volume additionnel de pétrole issu des sables bitumineux produit pour l'acheminement dans l'oléoduc (lequel implique aussi la quantité de dioxyde de carbone émise par cette hausse de production), et surtout le coût social d'une tonne métrique de carbone utilisé pour calculer l'impact monétaire des hausses d'émissions. D'ailleurs, comme les coûts associés aux émissions supplémentaires de dioxyde de carbone sont les plus sensibles aux différentes hypothèses, c'est à partir de cette variable que les trois principaux scénarios seront établis. Dans le premier, aucun coût social associé au carbone ne sera considéré alors que, pour les deux autres, ils utiliseront respectivement les coûts projetés de l'EPA au taux d'actualisation de 5% et au taux de 3% (voir tableau 11). Ces trois scénarios produiront trois distributions de VAN pour le projet Énergie Est. À noter que, pour ces trois scénarios, l'ensemble des autres variables seront fixées à ce que l'on appellera leur «valeur de référence». Des scénarios

complémentaires seront ensuite présentés, pour lesquels ces variables prendront des valeurs autres que leurs valeurs de référence. Il sera alors question de leur «valeur alternative».

5.2 CALCUL DES VALEURS ACTUALISÉES NETTES

Les valeurs actualisées nettes du projet sont obtenues à partir de quatre paramètres tels qu'exposés dans l'équation suivante :

$$VAN = \text{bénéfices des profits corporatifs} - \text{coûts des émissions de CO}_2 - \text{coûts de déversements pétroliers} - \text{coûts de construction} \quad (6)$$

Parmi ces quatre paramètres, deux sont obtenus par scénario, soit les bénéfices liés aux profits (utilisant les prix du pétrole prédits par un modèle de marche aléatoire ou par les prévisions de l'OPEP) et les coûts associés aux hausses d'émissions de gaz carboniques (selon une utilisation de Énergie Est de 751 740 barils par jour ou 650 760 barils par jours). Les coûts de construction utilisés sont ceux rapportés par la firme de consultation Deloitte dans son analyse économique du projet. Conceptuellement, on peut voir ces paramètres comme des vecteurs de 184 éléments. Ces éléments sont en fait un seul et même scalaire équivalent à 184 fois la valeur actualisée du coût ou du bénéfice en question, selon le scénario choisi.

Le quatrième paramètre, soit celui des coûts associés aux risques de déversement, est celui qui est obtenu via une simulation de Monte Carlo. En effet, les 184 termes d'erreurs obtenus par les régressions sont ajoutés aux valeurs moyennes de fréquences d'incidents et de coût conditionnel d'incident, de manière à obtenir une distribution des coûts associés aux risques de déversement sur la durée de vie du pipeline. Les détails des calculs de prévisions des coûts de déversement seront présentés dans la section 6.1, à la suite des résultats des régressions avec la binomiale négative sur la fréquence de déversement et de la régression par les moindres carrés ordinaires sur le coût d'un incident.

L'équation 6 consiste donc en l'addition de quatre vecteurs, parmi lesquels trois ont des valeurs «constantes», obtenus via l'établissement de scénarios, et un quatrième, qui contient les coûts de déversements moyens, auxquels viennent s'additionner les termes d'erreurs obtenus par les régressions sur les variables historiques de la PHMSA.

Afin de situer concrètement la rentabilité économique du projet pour les canadiens, les valeurs actualisées nettes seront présentées en dollars par habitant.

5.3 CHOIX DES VARIABLES DE RÉFÉRENCE

D'abord, pour les prévisions du prix du baril de pétrole sur l'horizon d'étude, les données du *World Oil Outlook* de 2014 de l'OPEP sont privilégiées par rapport au modèle de marche aléatoire estimé sur les prix du panier de référence de l'OPEP. Comme les modèles de prévisions de l'OPEP sont plus sophistiqués, ils agiront comme valeurs de référence.

Ensuite, en ce qui a trait à la production additionnelle de pétrole des sables bitumineux rendue possible par le rehaussement du réseau de distribution associé à la construction d'Énergie Est, le scénario d'une hausse de production de 650 760 barils par jour sera utilisé comme valeur de référence. Cette production additionnelle représente 59% de la capacité totale d'Énergie Est par rapport à 68% pour la hausse de production de 751 740 barils par jour. Le choix du plus faible pourcentage de capacité comme valeur de référence est justifié par la conjoncture actuelle du marché du pétrole mondial. En effet, avec le prix du baril oscillant autour des 40\$, l'extraction du pétrole des sables bitumineux est beaucoup moins attrayante en raison des marges de profits diminuées.

Les valeurs de référence sont présentées dans le tableau 13 ci-dessous, de même que leurs valeurs alternatives.

Tableau 13. Valeurs de référence et valeurs alternatives des variables de l'analyse

Variable	Valeur de référence	Valeur alternative
prévision du prix du pétrole	données de l'OPEP	modèle de marche aléatoire
production additionnelle	650 760 barils/jours	751 740 barils/jours

5.4 SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE

Le scénario de référence de l'analyse présentée dans ce mémoire est la non construction de l'oléoduc Énergie Est. Deux alternatives s'offriraient alors aux producteurs de pétrole des sables bitumineux de la région de l'Athabasca, à savoir le transport ferroviaire, et le transfert du volume de pétrole destiné à Énergie Est vers d'autres oléoducs. La seconde option apparaît davantage problématique car, tel

qu'exposé dans l'introduction, les projets d'oléoducs en partance de l'Alberta se buttent présentement à des réticences citoyennes et gouvernementales.

Pour ce qui est du transport ferroviaire, on apprend dans le *World Oil Outlook 2014* de l'Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole que les compagnies de transport d'hydrocarbures se tournent de plus en plus vers cette avenue. Auparavant destinés aux transporteurs plus modestes, de gros joueurs de l'industrie comme Kinder Morgan et Enbridge concluent dorénavant des partenariats avec des transporteurs ferroviaires. L'OPEP estime que le réseau ferroviaire canadien destiné au transport d'hydrocarbures a connu une croissance de 44% de 2014 à 2015, passant de 900 000 barils par jour à une capacité de 1,3 millions de barils quotidiennement. Il s'agirait d'une police d'assurance contre les délais imposés par les entités réglementaires pour la construction d'oléoducs, processus auquel le transport ferroviaire n'est pas soumis.

Ce mémoire ne statuera toutefois pas sur l'impact de la non érection d'Énergie Est au niveau du volume de transport ferroviaire d'hydrocarbures canadiens. En effet, l'élasticité de substitution entre le transport par train et par oléoduc ne sera pas estimée.

5.5 FLUX ÉCONOMIQUES EXCLUS DE L'ANALYSE DE RENTABILITÉ

Tel que mentionné dans l'introduction, ce mémoire s'attarde à quatre sources de flux économiques relatifs à Énergie Est. Les conclusions de l'analyse sont donc partielles, étant donné l'exclusion de certains bénéfices et coûts.

D'abord, en raison de l'incertitude associée à l'érection d'installations portuaires dans l'estuaire du St-Laurent, le présent mémoire exclut les risques associés à une marée noire dans l'analyse de rentabilité économique. Un accident de bateau transportant des hydrocarbures dans les eaux du St-Laurent auraient un impact sur la faune et la flore marine, de même que sur l'accès à l'eau potable pour les municipalités à proximité des rives du fleuve.

Le transport par bateau du pétrole préalablement transporté par Énergie Est aurait également un impact sur le tourisme de la région de l'estuaire du St-Laurent, lequel est axé sur la faune marine et les paysages pittoresques de la région. Un trafic important de pétroliers aurait un impact négatif sur ces deux attraits touristiques.

Toujours au niveau des coûts, les données historiques sur lesquelles le mémoire s'appuie pour prédire le coût d'un déversement comprennent principalement des coûts comptables. Ils excluent les répercussions négatives non monnayables, tels que l'impact d'un déversement sur la faune et la flore et l'impact sur l'approvisionnement en eau potable dans le cas d'un déversement à proximité d'un cours d'eau.

Concernant les bénéfiques, le mémoire ne considère pas les avantages économiques reliés à la création d'emploi. Tel que mentionné dans la section 2.2, il faudrait connaître la proportion des emplois créés qui sortiront des canadiens du chômage afin d'inclure ce flux dans l'analyse. En effet, les emplois qui seront occupés par des travailleurs qui possédaient déjà un emploi au préalable ne représentent pas nécessairement des bénéfiques économiques.

De plus, le mémoire ne considère que les profits corporatifs reliés au projet via la hausse de l'extraction de sables bitumineux dans la région de l'Athabasca. Ce faisant, les profits reliés à une possible hausse du volume de travail des raffineries de l'est du pays, de même que ceux du transporteur TransCanada, seront négligés. Ceci aura pour effet de sous-estimer les profits corporatifs créés par le projet.

Finalement, tel que mentionné à la section 5.4, le présent mémoire devrait également comporté une analyse coût bénéfice détaillée pour la hausse du transport ferroviaire qui découlerait de l'abandon du projet Énergie Est. Il faudrait d'abord connaître l'élasticité de substitution entre les deux modes de transport d'hydrocarbures pour connaître l'impact sur le transport par train de la non construction d'Énergie Est.

5.6 PRÉCISIONS SUR LE MODÈLE

Premièrement, l'utilisation des données de prévisions de l'OPEP pour le prix du baril de pétrole est justifiable par le fait que la modélisation et la prévision du cours du pétrole sont des questions complexes et que le présent mémoire n'a pas pour but d'arriver à créer un pareil modèle¹⁷. En effet, en lisant le *World Oil Outlook 2014*, publié à la fin de

¹⁷ Suite à une discussion avec Matteo Cacciatore, professeur d'économétrie au Département d'économie appliquée de HEC Montréal, l'utilisation des données d'un organisme comme l'OPEP a été préférée à la création d'un modèle propre à ce mémoire. En effet, la difficulté de développer un tel modèle et le fait

l'année en question, on remarque que l'OPEP elle-même n'avait pas prévu la chute du cours du pétrole observée en début d'année 2015. Au moment d'écrire ces lignes, le prix du baril de pétrole de l'OPEP (panier de référence) se transige sous la barre des 50\$, alors que le rapport 2014 de l'organisme prévoyait un prix nominal moyen de 110\$ durant l'année 2015 (voir tableau 1). Cela prouve que la modélisation du prix du baril de pétrole et les prévisions qui en découlent ne sont pas chose simple. Par ailleurs, comme il est impossible de savoir à l'heure actuelle si la récente chute est due à un changement structurel ou à un simple bruit, les prévisions de l'OPEP demeurent pertinentes. Pour beaucoup d'analystes, la chute du prix du pétrole mondial est causée par une hausse de l'offre, attribuable à la hausse de production récente en Amérique du Nord, principalement aux États-Unis (pétrole de schiste). Face à la montée de la production nord-américaine, les principaux producteurs du Golfe Persique, avec l'Arabie Saoudite en tête, désirent maintenir leur part de marché sur l'échiquier mondial du pétrole¹⁸. Pour ce faire, ils doivent eux aussi augmenter la production, ce qui a pour effet de créer une suroffre sur le marché mondial si on considère celui-ci comme étant parfaitement compétitif. Il s'en suit évidemment une chute des prix tel qu'on peut l'observer à l'heure actuelle, alors que le prix d'équilibre est plus bas qu'il ne l'était avant ce bouleversement. Nul ne sait combien de temps durera cette hausse de l'offre mondiale qui abaisse constamment les prix. Plusieurs analystes pensent que les pays du Golfe Persique cherchent à établir de cette façon le coût d'opération des producteurs américains, et qu'ainsi ces pays cesseraient de gonfler leurs exportations de pétrole au moment où les bas prix auraient un impact sur les exportations américaines.

Deuxièmement, l'utilisation du panier de référence de l'OPEP, tant pour les prévisions du *World Oil Outlook* que pour celles issues du modèle de marche aléatoire, est justifiée par les travaux de Borenstein et Kellogg (2012). En effet, si Énergie Est permet un écoulement plus facile du pétrole brut albertain, les producteurs n'auront plus à offrir un escompte. Ce faisant, le prix du pétrole canadien sera aligné à celui du marché mondial, représenté dans ce cas-ci par le panier de référence de l'OPEP. De plus, comme

qu'il ne s'agisse pas du point focal du travail, celui-ci étant plutôt d'établir si Énergie Est est rentable économiquement, justifient l'utilisation de données provenant d'une source externe.

¹⁸ <http://www.bloomberg.com/news/articles/2014-10-15/opec-finding-u-s-shale-harder-to-crack-as-rout-deepens>

aucune autre source n'offrait des prévisions sur un horizon aussi long que l'OPEP, l'utilisation du panier de référence est très utile.

Troisièmement, malgré l'utilisation de données américaines (en dollars américains) pour les coûts historiques des incidents de pipeline et du coût projeté d'une tonne métrique de CO₂ relâchée dans l'atmosphère, aucune conversion ne sera faite pour ramener ces montants en dollars canadiens. Comme dans le cas du cours du baril de pétrole, la modélisation du taux de change pour des fins de prévisions long terme est chose complexe et dépasse le cadre de ce mémoire.

Finalement, les coûts de construction seront considérés comme étant financés par une dette contractée par TransCanada. En effet, l'entreprise ne dispose pas de liquidités suffisantes pour déboursier plus de 11 milliards de dollars sur une période aussi courte que six ans. La dette en question sera remboursée sur 46 ans, soit la durée de vie estimée du projet. Afin d'éviter toute spéculation sur le taux d'intérêt que l'entreprise aura à payer sur son emprunt, le présent mémoire posera l'hypothèse que les taux d'intérêt et d'actualisation sont égaux. Ce faisant, les effets de l'actualisation des paiements et de la capitalisation des intérêts s'annulent. La somme des paiements actualisés est donc de 11.285 milliards de dollars (voir tableau 12).

6. RÉSULTATS

6.1 RÉGRESSIONS

6.1.1 RÉGRESSIONS SUR LES DONNÉES HISTORIQUES DE LA PHMSA

Tel qu'expliqué dans la section précédente, les régressions ayant pour but la modélisation du risque de déversement et du coût d'un éventuel accident sont celles qui ont été perturbées dans le but d'obtenir une distribution de possibles valeurs. En effet, c'est à l'aide de la distribution des termes d'erreurs estimés par les modèles économétriques que la simulation de Monte Carlo est effectuée. À noter que pour les deux régressions ci-dessous, des tests de robustesse seront présentés en annexe (section 9).

La modélisation du risque d'incident est effectuée à l'aide d'une régression binomiale négative, étant donné le caractère événementiel de la variable dépendante (le nombre

d'incidents par opérateur par année d'exploitation). De plus, comme les données sont dispersées et que la moyenne et l'écart type ne sont pas égaux, on préfère la négative binomiale à la loi de Poisson. On peut d'ailleurs observer dans les résultats du tableau 14 que le coefficient de correction de l'écart type α est significativement différent de zéro, ce qui justifie l'utilisation de la loi négative binomiale. En effet, un α différent de zéro indique la présence de sur-dispersion, ce qui rend inadéquat l'utilisation de la régression de Poisson, et justifie par le fait même l'utilisation de la négative binomiale. Ensuite, la modélisation du coût d'un incident est effectuée par les moindres carrés ordinaires, étant donné que la variable dépendante (coût d'un incident de déversement) se rapproche beaucoup de celles de la loi normale (voir tableau 15).

Tableau 14. Résultat de la régression de fréquence d'incidents

Variable	Coefficient (écart type)	Intervalle de confiance 95%	
<i>constante</i>	-0.0557 (0.2427)	-0.5313	0.4199
<i>âge</i>	0.0387* (0.0135)	0.0121	0.0652
<i>âge²</i>	-0.0004* (0.0001)	-0.0008	-0.0007
α	0.1625* (0.0557)	0.0829	0.3181
Nombre d'observations		184	

Comme on pouvait s'y attendre, on remarque que la fréquence d'incident et l'âge du pipeline ont une corrélation positive et significative. Étonnamment, l'âge élevé au carré est de corrélation négative avec la fréquence d'incidents, quoique presque nulle. Aussi, tel que mentionné auparavant, le facteur de correction de l'écart type alpha se trouve dans un intervalle de confiance à 95% qui exclut la valeur nulle. À noter que le nombre d'observations utilisées pour cette régression (184) est moins élevé que le nombre total d'observations de l'échantillon (367). Comme la variable dépendante est le nombre d'incidents par opérateur par année, les observations qui ont lieu au courant de la même année et pour le même opérateur sont agrégées. Les variables indépendantes agrégées sont les moyennes des valeurs des variables indépendantes pour les observations de l'année et de l'opérateur en question.

De plus, conformément à la manière dont Hausman (2013) présente les résultats de la régression binomiale négative du nombre d'accidents sur les variables explicatives de

son modèle, le pseudo-R² n'est pas présenté. En effet, bien qu'un pseudo-R² soit mesurable pour le modèle binomial négatif, il n'y a pas de consensus sur la mesure la plus fiable pour témoigner du pouvoir explicatif d'un modèle non-linéaire comme celui-ci.

Tableau 15. Résultat de la régression du coût espéré d'un incident

Variable	Coefficient (écart type)	Intervalle de confiance 95%	
<i>constante</i>	1 486 601 (684 000)	-1 631 150	-165 328
<i>diamètre</i>	47 179* (12 407)	28 864	90 576
<i>volume</i>	375.3* (42.1)	353.4	562.6
<i>sous l'eau</i>	3 926 001* (467 108)	3 757 711	5 898 771
<i>sous-terre</i>	413 808 (261 782)	-114 231	1 170 867
Nombre d'observations		367	
R ² ajusté		0.3169	

On remarque dans la régression des MCO ci-dessus que tous les coefficients affichent une corrélation positive avec le coût d'un incident. Il s'agit d'un résultat intuitif en ce qui a trait au diamètre de l'oléoduc et au volume déversé, le coût étant proportionnel à l'ampleur de l'incident. Ensuite, par rapport à la valeur de référence de l'emplacement de l'incident, soit un tronçon au-dessus du sol, on remarque sans trop de surprise qu'un incident ayant lieu sous l'eau coûte beaucoup plus cher.

6.1.2 UTILISATION DES RÉSULTATS DES RÉGRESSIONS POUR LES PRÉVISIONS

Les résultats présentés dans les tableaux 14 et 15 sont utilisés pour effectuer les prévisions des coûts associés aux risques de déversement sur la durée de vie du projet.

D'abord, grâce aux résultats de la régression binomiale négative, on est en mesure de prédire la fréquence d'incidents pour chacune des années du projet. Pour ce faire, on calcule les probabilités associées à la réalisation de un, deux et trois incidents au courant de l'année en question. Ces probabilités sont obtenues à partir de la formule suivante, qui est une application directe de la formule de densité d'une variable aléatoire qui suit une loi binomiale négative :

$$\Pr(y_t = k | x_t) = \left(\frac{\Gamma(k + \alpha^{-1})}{k! \Gamma(\alpha^{-1})} \right) \left(\frac{\alpha^{-1}}{\alpha^{-1} + \mu_t} \right)^{\alpha^{-1}} \left(\frac{\mu_t}{\alpha^{-1} + \mu_t} \right)^k \quad (7)$$

Le k représente le nombre d'incidents en une année. Comme seuls l'âge et l'âge au carré sont utilisés dans la régression binomiale négative, les variables indépendantes (x_t) sont différentes à chaque période. Le gamma (Γ) représente la fonction du même nom¹⁹. Le alpha (α) est une constante, obtenue dans les résultats de la régression (voir tableau 14). Finalement, le mu (μ_t) est obtenu par la formule ci-dessous. Dans cette expression, $\hat{\vartheta}$ représente les erreurs observées de la régression binomiale négative.

$$\mu_t = \exp\{\beta_0 + \beta_1 \hat{age}_t + \beta_2 \hat{age}_t^2 + \hat{\vartheta}\} \quad (8)$$

Ensuite, pour connaître la fréquence d'incidents prédite par le modèle pour chacune des années, on utilise les probabilités prédites par l'équation 7, tel que :

$$\begin{aligned} Fréquence_t &= 0 * (1 - probacc) + [(1 * Pr(y_t = 1)) + (2 * Pr(y_t = 2)) + (3 * \\ Pr_{yt=3} &= 3 * probacc \end{aligned} \quad (9)$$

À noter que seules les probabilités associées au risque d'obtenir un, deux ou trois incidents au courant d'une même année sont considérées dans le calcul de la fréquence. En effet, les risques associés à un nombre supérieur d'incidents sont si minimes qu'ils ont été exclus des prévisions.

Parallèlement à la régression binomiale négative, une régression des moindres carrés ordinaires est effectuée afin de modéliser les coûts d'un éventuel incident. Pour prédire le coût moyen, il faut utiliser quelques variables propres aux données et à Énergie Est, soit le diamètre du pipeline de 42.01 pouces, le volume moyen déversé lors des incidents reportés par la PHMSA de 970.96 barils et les portions de Énergie Est situées sous l'eau et sous terre (respectivement 11% et 88%). La prédiction du coût d'un incident s'effectue donc en reprenant l'équation 4 comme suit :

$$\begin{aligned} Coût &= 1\,486\,601 + 47\,179(diamètre) + 375.3(volume) + 3\,926\,001(sous\ l'eau) \\ &+ 413\,808(sous\ terre) \end{aligned}$$

$$Coût = 1\,486\,601 + 47\,179(42.01) + 375.3(970.96) + 3\,926\,001(0.11) + 413\,808(0.88)$$

¹⁹ La fonction gamma (Γ) est une fonction mathématique qui permet de prolonger la fonction factorielle ($n!$) à l'ensemble des nombres complexes.

En ajoutant à cette équation la distribution des termes d'erreurs estimés par la régression des MCO sur les données historiques, on obtient une distribution de coût possibles pour un incident.

Finalement, une fois les prévisions établies en ce qui a trait aux fréquences d'incidents sur la durée du projet et au coût d'un éventuel incident, on multiplie les deux prédictions et on les actualise. Le coût total actualisé des risques de déversement se calcule donc comme suit :

$$\text{Coût total actualisé} = \sum_{t=1}^{t=T} \frac{\text{Coût} * \text{Fréquence}_t}{(1 + \text{taux d'actualisation})^t} \quad (10)$$

6.2 VALEURS ACTUALISÉES NETTES DU PROJET

L'analyse de la rentabilité économique du projet Énergie Est inclut plusieurs éléments de coûts et de bénéfices. Malgré le fait que ces éléments aient été simplifiés individuellement, en raison de limitations au niveau de l'information disponible et du manque de temps et de ressources pour la modélisation de séries temporelles, l'inclusion de différents scénarios entre lesquels on peut observer d'importantes variations ajoute beaucoup de valeur aux résultats. On retrouve d'ailleurs deux sources d'hétérogénéité dans l'étude : l'étude de différents scénarios (pour les variables d'émissions de CO₂ et du prix du baril de pétrole), ainsi que la simulation de Monte Carlo effectuée sur les risques de déversements pétroliers.

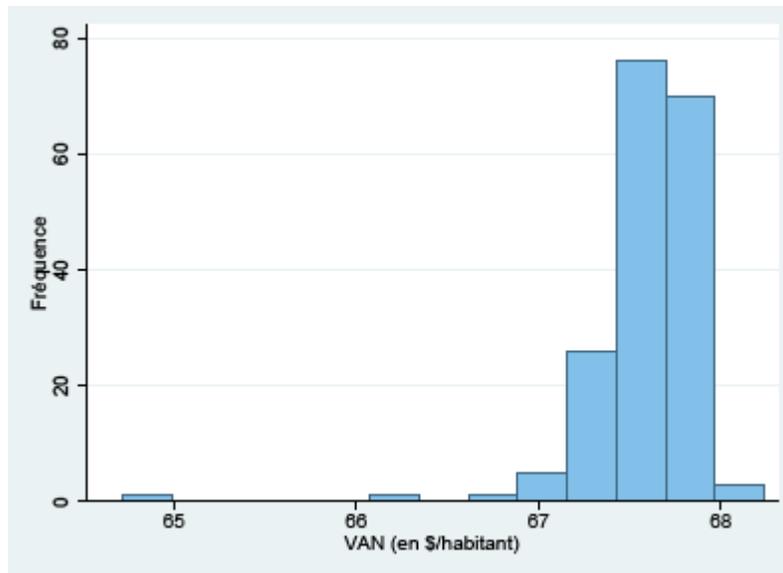
Tel qu'exposé dans la section 5, les trois principaux scénarios qui seront présentés en détail pour la distribution des VAN possibles sont ceux qui incluent les variables de prévision du prix du pétrole et de la production supplémentaire de pétrole à leur valeur de référence (voir tableau 13). À partir de ces variables fixées, trois distributions de VAN sont produites : une où les coûts liés aux émissions de dioxyde de carbone ne sont pas considérés; une où les coûts d'une tonne métrique de dioxyde de carbone utilisés sont ceux associés à un taux d'actualisation de 3% selon les standards de l'EPA; et une troisième avec les coûts associés au taux de 5% selon les standards de l'EPA. Ces trois scénarios sont résumés dans le tableau 16 ci-dessous et l'histogramme de leur distribution respective apparaît dans les figures 2, 3 et 4.

À noter que, pour les tableaux de résultats de distribution de VAN, les informations de la colonne « Scénario » sont la prévision du baril du pétrole (OPEP ou MA²⁰), la hausse de production de baril de pétrole par jour (751k ou 650k barils) et le taux d'actualisation de l'EPA qui détermine le coût social d'une tonne métrique de dioxyde de carbone (3% ou 5%).

Tableau 16. Distribution des VAN des scénarios principaux en \$/habitant

Scénario	Minimum	1er quartile	Médiane	3e quartile	Maximum
aucun EPA; OPEP; 650k barils	64.72 \$	67.46 \$	67.66 \$	67.73 \$	68.24 \$
EPA 5%; OPEP; 650k barils	-51.41 \$	-48.67 \$	-48.47 \$	-48.41 \$	-47.90 \$
EPA 3%; OPEP; 650k barils	-298.08 \$	-295.34 \$	-295.14 \$	-295.08 \$	-294.57 \$

Figure 2. Distribution des VAN (en \$/habitant) du projet sans coûts d'émissions CO₂



²⁰ Modèle de Marche Aléatoire sera dénoté MA dans la description des scénarios.

Figure 3. Distribution des VAN du projet avec coûts du carbone de l'EPA selon un taux d'actualisation de 5% (en \$/habitant)

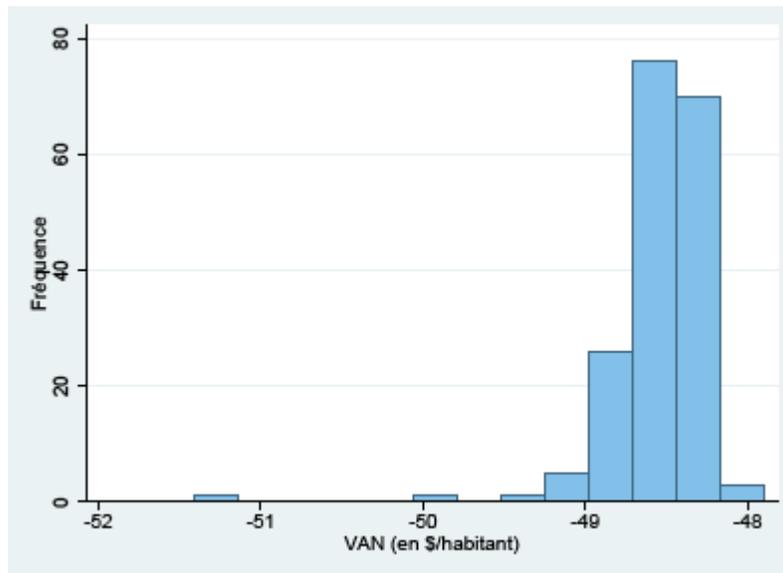
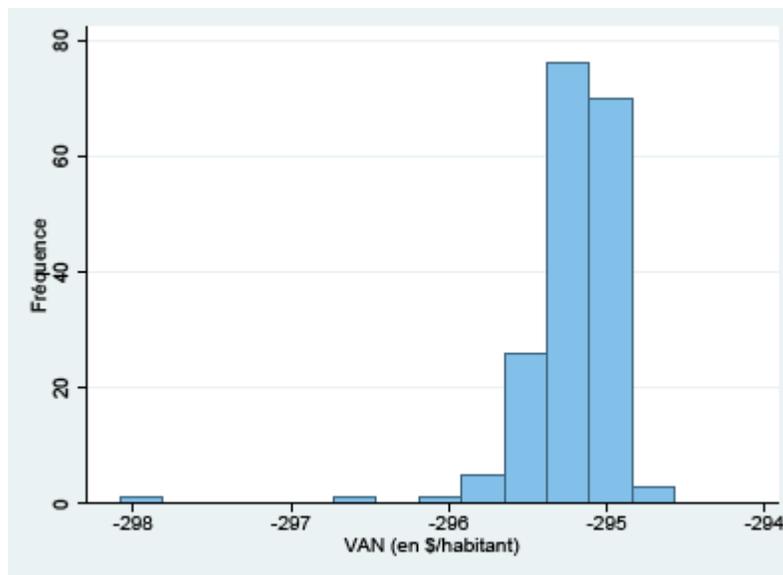


Figure 4. Distribution des VAN du projet avec coûts du carbone de l'EPA selon un taux d'actualisation de 3% (en \$/habitant)



Les distributions de VAN des scénarios secondaires sont détaillées dans le tableau 17 ci-dessous.

Tableau 17. Distribution des VAN des scénarios secondaires en \$/habitant

Scénario	Minimum	1er quartile	Médiane	3e quartile	Maximum
EPA 3%; OPEP; 751k barils	-268.71 \$	-265.97 \$	-265.77 \$	-265.70 \$	-265.19 \$
EPA 5%; OPEP; 751k barils	-1.35 \$	1.40 \$	1.59 \$	1.66 \$	2.17 \$
EPA 3%; MA; 650k barils	-20.70 \$	-17.95 \$	-17.75 \$	-17.69 \$	-17.18 \$
EPA 5%; MA; 650k barils	225.97 \$	228.72 \$	228.92 \$	228.98 \$	229.49 \$
EPA 3%; MA; 751k barils	51.72 \$	54.46 \$	54.66 \$	54.73 \$	55.24 \$
EPA 5%; MA; 751k barils	319.08 \$	321.83 \$	322.03 \$	322.09 \$	322.60 \$

Si on s'attarde d'abord aux scénarios principaux (figures 2, 3 et 4 ainsi que tableau 16), on remarque que seule la VAN du scénario où les coûts des émissions de gaz à effet de serre ne sont pas considérés est positive. En effet, dès qu'ils sont pris en considérations, les coûts sociaux du carbone rendent la VAN négative si les autres variables sont à leur valeur de référence (production additionnelle de 650 000 barils par jour et données de l'OPEP pour le prix du baril de pétrole sur la durée de vie du projet). Notons que la présentation d'un scénario principal dans lequel les coûts relatifs aux émissions de gaz carbonique ne sont pas considérés (tableau 16 et figure 2) sert à démontrer à quel point ces coûts économiques ont un impact sur le projet. S'ils sont ignorés, comme dans le cas de l'analyse menée par l'Office National de l'Énergie, la VAN économique du projet est fortement surévaluée.

Pour les scénarios secondaires (tableau 17), l'utilisation du coût social du carbone de 5% de l'EPA mène à des VAN positives. On remarque toutefois que l'utilisation des données de l'OPEP, même avec une production additionnelle de 751 000 barils par jour, mènent à une VAN presque nulle. L'utilisation du coût social de 3% des émissions de GES²¹ entraîne une VAN généralement négative, sauf si une production additionnelle de

²¹ Gaz à effet de serre

751 000 barils par jour est jumelée à l'utilisation des prix du pétrole obtenus par le modèle de marche aléatoire.

Ces chiffres nous indiquent sans grande surprise que les scénarios utilisant les données de l'OPEP pour le prix du baril de pétrole sur l'horizon d'étude mènent à des VAN plus conservatrices. Le modèle de marche aléatoire utilisé comme scénario alternatif de prédiction du prix d'un baril de pétrole mène en effet à des estimés plus élevés. Étant donné le caractère plus sophistiqué de l'analyse menée par l'OPEP, les scénarios utilisant le prix du pétrole évalué selon le modèle de marche aléatoire devraient donc surestimer la VAN du projet.

Il est important de noter que, bien que le fait de présenter les résultats des valeurs actualisées nettes en termes de dollars par habitant aide à relativiser les bénéfices économiques du projet, cela mène aussi à une sous-estimation des VAN des individus en valeur absolue, car le dénominateur inclut la totalité des Canadiens, et non l'échantillon de ceux qui habitent les provinces traversées par l'oléoduc.

6.3 RÉPARTITION DES COÛTS DE DÉVERSEMENT

Afin de bien comprendre les réticences qu'ont certaines provinces vis-à-vis du projet, la répartition des coûts écologiques à travers les juridictions provinciales traversées par l'oléoduc peut s'avérer intéressante. Or, tel qu'exposé précédemment, il est impossible de séparer les charges reliées aux émissions de gaz carbonique entre ces juridictions. Ce faisant, seuls les coûts de déversement peuvent servir à la répartition des coûts écologiques par province.

Le tableau 18 ci-dessous présente une imputation des coûts de déversement pour chacune des six provinces traversées par l'oléoduc, soit l'Alberta, la Saskatchewan, le Manitoba, l'Ontario, le Québec et le Nouveau-Brunswick. Notons que les provinces de la Saskatchewan et du Manitoba sont agrégées dans ce tableau, étant donné qu'elles ont été jumelées dans les documents du dépôt réglementaire de TransCanada.

La répartition se fait en fonction de la proportion de l'oléoduc qui traverse la province ou la région en question (voir tableau 8).

Tableau 18. Répartition des coûts de déversement par provinces (en \$/habitant)

Province/Région	Minimum ²²	1er quartile	Médiane	3e quartile	Maximum
Alberta	0.00 \$	0.10 \$	0.13 \$	0.24 \$	1.68 \$
Prairies	0.00 \$	0.68 \$	0.92 \$	1.64 \$	11.64 \$
Ontario	0.00 \$	0.21 \$	0.29 \$	0.51 \$	3.64 \$
Québec	0.00 \$	0.13 \$	0.17 \$	0.31 \$	2.17 \$
N.-Brunswick	0.00 \$	0.78 \$	1.06 \$	1.89 \$	13.40 \$

En regardant les résultats de la répartition ci-dessus, on remarque que le Québec et l'Ontario ont des coûts de déversement espérés per capita très bas. Cela s'explique par leur forte densité de population par rapport aux provinces des Prairies et des Maritimes.

Aussi, en répartissant les coûts en se basant uniquement sur la proportion de l'oléoduc qui traverse la province en question, on omet de prendre en considération l'impact des segments sous l'eau de l'oléoduc dans la province en question. Comme le Québec possède énormément de plans d'eaux, on peut penser qu'on sous-estime les coûts de déversement pour le Québec.

Toutefois, même si les informations concernant les segments sous l'eau étaient disponibles, les coûts de déversements seraient tout de même sous estimés au Québec. En effet, le risque de déversement en milieu marin est présent sur la totalité de la distance, puisque l'oléoduc longe le fleuve St-Laurent du sud-ouest de Montréal jusqu'au nord-est de Québec.

7. ANALYSE DE SENSIBILITÉ

Pour l'analyse de sensibilité, les flux économiques évalués par le modèle sont d'abord actualisés à un taux de 4%. Il s'agit du taux d'actualisation utilisé par le Gouvernement américain pour les analyses coûts bénéfiques portant sur les politiques publiques. Les résultats des VAN sont présentés dans le tableau ci-dessous.

²² Les valeurs négatives ont été censurées et remplacées par 0\$.

Tableau 19. Distribution des VAN en \$/habitant selon un taux d'actualisation de 4%

Scénario	Minimum	1er quartile	Médiane	3e quartile	Maximum
EPA 3%; OPEP; 650k barils	-321.66 \$	-316.61 \$	-316.27 \$	-316.14 \$	-315.17 \$
EPA 5%; OPEP; 650k barils	220.50 \$	225.54 \$	225.89 \$	226.02 \$	226.99 \$
EPA 3%; OPEP; 751k barils	-263.90 \$	-258.86 \$	-258.52 \$	-258.38 \$	-257.41 \$
EPA 5%; OPEP; 751k barils	323.74 \$	328.78 \$	329.12 \$	329.25 \$	330.22 \$
EPA 3%; MA; 650k barils	648.13 \$	653.17 \$	653.51 \$	653.64 \$	654.62 \$
EPA 5%; MA; 650k barils	1,190.28 \$	1,195.32 \$	1,195.67 \$	1,195.80 \$	1,196.77 \$
EPA 3%; MA; 751k barils	856.36 \$	861.40 \$	861.75 \$	861.88 \$	862.85 \$
EPA 5%; MA; 751k barils	1,444.00 \$	1,449.04 \$	1,449.39 \$	1,449.52 \$	1,450.49 \$

Avec un taux d'actualisation de 4%, on remarque que les VAN sont toutes positives, à l'exception des deux scénarios qui utilisent les coûts de l'EPA à 3% et les données de l'OPEP pour le prix du baril de pétrole sur la durée de vie du projet. Les scénarios qui utilisent les prix issus du modèle de marche aléatoire présentent des VAN très élevées, en raison de l'actualisation à un taux plus faible des profits des dernières années de l'horizon d'étude. En effet, le modèle prédit des prix oscillant autour des 200\$ et 300\$ entre les années 2050 et 2061.

Afin de tester l'impact de variations du taux d'actualisation sur les distributions de VAN, celles-ci sont réévaluées à l'aide d'un taux de 12%. Les résultats sont exposés dans le tableau qui suit.

Tableau 20. Distribution des VAN en \$/habitant selon un taux d'actualisation de 12%

Scénario	Minimum	1er quartile	Médiane	3e quartile	Maximum
EPA 3%; OPEP; 650k barils	-298.90 \$	-297.12 \$	-296.99 \$	-296.95 \$	-296.62 \$
EPA 5%; OPEP; 650k barils	-166.99 \$	-165.21 \$	-165.08 \$	-165.03 \$	-164.71 \$
EPA 3%; OPEP; 751k barils	-281.99 \$	-280.20 \$	-280.07 \$	-280.03 \$	-279.71 \$
EPA 5%; OPEP; 751k barils	-139.01 \$	-137.22 \$	-137.09 \$	-137.05 \$	-136.72 \$
EPA 3%; MA; 650k barils	-220.33 \$	-218.55 \$	-218.41 \$	-218.37 \$	-218.05 \$
EPA 5%; MA; 650k barils	-88.41 \$	-86.63 \$	-86.50 \$	-86.46 \$	-86.13 \$
EPA 3%; MA; 751k barils	-191.22 \$	-189.44 \$	-189.30 \$	-189.26 \$	-188.94 \$
EPA 5%; MA; 751k barils	-48.24 \$	-46.46 \$	-46.32 \$	-46.28 \$	-45.96 \$

Dans le tableau ci-dessus des flux économiques du projet actualisés à un taux de 12%, toutes les VAN sont négatives. En effet, malgré des profits plus importants lors des dernières années du projet, les flux économiques sont sensiblement inférieurs en valeur présente.

Finalement, si on compare les tableaux 19 et 20 avec les résultats présentés dans la section 6.2, on remarque un impact marqué de la variation du taux d'actualisation sur les VAN. Cet effet est normal, mais accentué par la manière dont les coûts de construction sont traités dans l'analyse de rentabilité. En effet, tel qu'exposé dans la section 5.6, les coûts sont considérés comme étant financés par dette, avec le taux d'intérêt égal au taux d'actualisation. Ce faisant, peu importe le taux d'actualisation, les coûts de construction sont les mêmes. Le poids de ces coûts prend donc de plus en plus d'importance dans le calcul de la VAN, au fur et à mesure que le taux d'actualisation augmente.

8. CONCLUSION ET DISCUSSION

L'analyse de rentabilité de Énergie Est effectuée dans ce mémoire, bien qu'exploratoire, permet de mieux comprendre les réticences qu'ont certains groupes de pression et gouvernements provinciaux envers le projet d'oléoduc.

D'abord, pour les scénarios principaux (figures 2, 3 et 4 ainsi que tableau 16), seul le scénario où les coûts des émissions de CO₂ ne sont pas considérés est à VAN positive. Ceci implique que les hypothèses de monétisation des émissions de CO₂ n'ont pas d'impact sur la rentabilité économique évaluée dans cette étude pour les scénarios principaux, étant donné que le projet est négatif dès que ces coûts sont considérés.

Pour les scénarios secondaires (tableau 17), l'utilisation du coût social du carbone de 5% de l'EPA mène à des VAN positives, alors que l'utilisation du coût social de 3% des émissions de GES entraîne une VAN généralement négative.

Globalement, les données de l'OPEP pour le prix du baril de pétrole sur l'horizon d'étude mènent à des VAN plus conservatrices, alors que l'utilisation du modèle de marche aléatoire utilisé mène en effet à des estimés de rentabilité plus élevés.

L'analyse de sensibilité permet de constater l'impact du traitement des coûts de construction dans le mémoire. En effet, plus l'actualisation se fait à un taux élevé, plus le poids de ces coûts dans le calcul de la VAN est élevé.

Alors que les coûts reliés aux émissions de dioxyde de carbone sont de loin les plus importants dans cette analyse exploratoire de rentabilité du projet, il semble fort probable que les risques de déversements soient sous-évalués. En effet, peu importe le scénario étudié, les coûts associés aux risques possibles de déversement sont inférieurs à 0,1% des coûts associés aux émissions de gaz carbonique. Ce phénomène s'explique par l'utilisation de données historiques de déversements qui incluent surtout des coûts comptables, excluant certains coûts sociaux associés à la diminution du bien-être collectif causée par un déversement (par exemple, la destruction de faune et de flore marine). De plus, l'utilisation des données historiques de la PHMSA mène, dans ce cas-ci, à un biais de prédiction, et ce indépendamment de la considération de coûts comptables ou économiques. Effectivement, on ignore si les incidents historiques sont assez diversifiés pour bien capter l'ampleur d'un déversement de dilbit en pleine Rivière

des Prairies par exemple, alors que très peu d'incidents impliquant du dilbit sont rapportés dans les données de la PHMSA. Dans le même ordre d'idée, peu d'incidents de déversement ont eu lieu à proximité d'étendues d'eau gelée, alors qu'Énergie Est opérera environ quatre mois par année à travers des cours d'eau gelée.

Face à tous ces scénarios, et considérant les forces et les faiblesses de l'analyse, il n'en demeure pas moins que les bénéfices per capita actualisés, même lorsque positifs, demeurent très modérés pour un projet s'étalant sur plus de 45 ans, alors que la VAN médiane ne dépasse jamais les 325\$/habitant. Considérant la sous-évaluation des risques de déversement, la rentabilité économique du projet, estimée dans le cadre de cette analyse de rentabilité exploratoire, ne semble pas démontrée hors de tout doute, bien au contraire.

9. ANNEXES

Tableau 21. Test de robustesse pour fréquence d'incidents

Variable	Négative Binomiale	Poisson	MCO
	Coefficient (écart type)	Coefficient (écart type)	Coefficient (écart type)
<i>constante</i>	-0.0557 (0.2427)	-0.0635 (0.2209)	0.7713 (0.4627)
<i>âge</i>	0.0387* (0.0135)	0.0390* (0.0121)	0.0651 (0.0272)
<i>âge²</i>	-0.0004* (0.0001)	-0.0004* (0.0002)	-0.0007 (0.0004)
Nombre d'observations	184	184	184

Tableau 22. Test de robustesse pour le coût espéré d'un incident

Variable	Modèle de référence	Modèle alternatif I	Modèle alternatif II
	Coefficient (écart type)	Coefficient (écart type)	Coefficient (écart type)
<i>constante</i>	1 486 601 (684 000)	-260 610 (257 380)	-70 928 (308 389)
<i>diamètre</i>	47 179* (12 407)	61 839* (17 068)	
<i>volume</i>	375.3* (42.1)	459.8* (57.7)	485.1* (53.7)
<i>sous l'eau</i>	3 926 001* (467 108)		4 735 939* (601 592)
<i>sous-terre</i>	413 808 (261 782)		461 857 (332 320)
Nombre d'observations	364	364	364
R² ajusté	0.3169	0.1886	0.2913

10. RÉFÉRENCES

Alquist, Ron, Lutz Kilian et Robert J. Vigfusson (2011). «Forecasting the Price of Oil», International Finance Discussion Papers, Number 1022, juillet 2011.

Bailey, Ian (6 janvier 2014). «Northern Gateway not a sure thing, Harper says», The Globe and Mail. Site consulté le 20 mars 2015. Récupéré de <http://www.theglobeandmail.com/news/british-columbia/northern-gateway-not-a-sure-thing-harper-says/article16223614/#dashboard/follows/>

Borenstein, Severin et Ryan Kellogg (2012) «The Incidence of an Oil Glut: Who Benefits from Cheap Crude Oil in the Midwest?». Energy Journal, 2014.

Crandall, Gareth (2002) «Non-Conventional Oil Market Outlook», Presentation to: International Energy Agency, Conference on Non-Conventional Oil.

Deloitte. Septembre 2013. «Energy East : The economic benefits of TransCanada's Canadian Mainline conversion project».

Demerse, Clare et Erin Flanagan (2014). «Climate Implications of the Proposed Energy East Pipeline». Pembina Institute, février 2014.

The Economist (14 décembre 2013). «Spreading disarray : Why the price of crude in America is out of whack with the rest of the world». Site consulté le 17 mars 2015. Récupéré de <http://www.economist.com/news/finance-and-economics/21591630-why-price-crude-america-out-whack-rest>

Gardner, Timothy (19 mai 2009). «Canada's oil sands emit more CO2 than average», Reuters. Site consulté le 20 mars 2015. Récupéré de <http://www.reuters.com/article/2009/05/19/us-oilsands-carbon-idUSTRE54H6C220090519>

Goodman, Ian, Brigid Rowan, Lara Skinner et Sean Sweeney (2011). «Pipe dreams? Jobs Gained, Jobs Lost by the Construction of Keystone XL». The Goodman Group, septembre 2011.

Goodman, Ian et Brigid Rowan (2013). «The Relative Economic Costs and Benefits of the Line 9B Reversal and Line 9 Capacity Expansion». The Goodman Group, août 2013.

Goodman, Ian et Brigid Rowan (2014). «Economic Costs and Benefits of the Trans Mountain Expansion Project (TMX) for BC and Metro Vancouver». The Goodman Group, novembre 2014.

Gowrisankaran Gautam, Stanley S. Reynolds et Mario Samano (2015). « Intermittency and the Value of Renewable Energy». Journal of Political Economy (À venir), avril 2015

Hausman, Catherine (2013) «Corporate Incentives and Nuclear Safety». American Economic Journal: Economic Policy, 2014.

Hussain, Yadullah (7 février 2013). «Growing Canadian oil exports to U.S. bittersweet for producers as price discount bites», Financial Post. Site consulté le 10 mars 2015. Récupéré de http://business.financialpost.com/news/energy/growing-canadian-oil-exports-to-u-s-bittersweet-for-producers-as-price-discount-bites?__lsa=ef2c-05a0

Jenkins, Glenn and Chun-Yan Kuo, «The Economic Opportunity Cost of Capital for Canada—An Empirical update». Queen's University, 2007.

KPMG. Novembre 2013. «Retombées économiques de l'industrie pétrolière de l'Ouest canadien».

Lemphers, Nathan (2013) «The climate implications of the proposed Keystone XL oilsands pipeline». Pembina Institute, janvier 2013.

Lewis, Jeff (12 août 2015). «NEB suggests 145 conditions for Trans Mountain pipeline expansion», The Globe and Mail. Site consulté le 15 mars 2015. Récupéré de

<http://www.theglobeandmail.com/report-on-business/industry-news/energy-and-resources/dozens-drop-out-of-biased-energy-board-review-of-trans-mountain-pipeline/article25937208/>

Millington, Dinara and Jon Rozhon, Pacific Access: Part I – Linking Oil Sand Supply to New and Existing Markets. Canadian Energy Research Institute, 2012.

National Energy Board, Canadian Pipeline Transportation System: Transportation Assessment, 2009.

Organization of the Petroleum Exporting Countries. 2014. «World Oil Outlook 2014».

Radio-Canada (24 février 2015). «Obama oppose son veto au projet Keystone XL». Site consulté le 17 mars 2015. Récupéré de <http://ici.radio-canada.ca/regions/alberta/2015/02/24/007-obama-veto-projet-pipeline-keystone-xl.shtml>

Reuters (21 février 2008). «Enbridge rekindles oil sands pipeline plan». Site consulté le 15 mars 2015. Récupéré de <http://uk.reuters.com/article/2008/02/21/enbridge-gateway-idUKN2148130320080221>

Reuters (22 janvier 2015). «Enbridge sees oil pipeline squeeze despite low prices». Site consulté le 15 mars 2015. Récupéré de <http://www.reuters.com/article/2015/01/22/enbridge-inc-pipeline-idUSL1N0V120E20150122>

Secrétariat du Conseil du Trésor du Canada. 2007. «Canadian Cost-Benefit Analysis Guide : Regulatory Proposals».

Shields, Alexandre (11 février 2015). «TransCanada abandonne Cacouna», Le Devoir. Site consulté le 20 mars 2015. Récupéré de <http://www.ledevoir.com/environnement/actualites-sur-l-environnement/431533/transcanada-abandonne-cacouna>

Shields, Alexandre (1 novembre 2014). «Pipeline Énergie Est : l'ONE fera fi de l'impact du pétrole». Site consulté le 15 mars 2015. Récupéré de <http://www.ledevoir.com/environnement/actualites-sur-l-environnement/422738/pipeline-energie-est-l-impact-du-petrole-sera-ignorer-par-l-one>

Stansbury, John (2011) «Analysis of Frequency, Magnitude and Consequence of Worst-Case Spills From the Proposed Keystone XL Pipeline». University of Nebraska Water Center, 2011.

TransCanada. Mars 2014. «Energy East Pipeline Project : Project Description Volume 1». Document soumis à l'Office National de l'Énergie.

TransCanada. Mars 2014. «Energy East Pipeline Project : Project Description Volume 2». Document soumis à l'Office National de l'Énergie.