

#### 4.0 JUSTIFICATION DU PROJET

Le Projet est justifié par l'intérêt public canadien.

#### 4.1 RÉALISER ÉNERGIE EST : L'INTERDÉPENDANCE DU PROJET ÉNERGIE EST, DE LA CESSION DES ACTIFS ET DU PROJET DU RÉSEAU PRINCIPAL DE L'EST

Le Projet Énergie Est est fondé sur la cession et la conversion d'installations gazières existantes qui font actuellement partie de la canalisation principale de TransCanada. Cette approche est essentielle au rapprochement entre l'approvisionnement de pétrole et les nouveaux marchés diversifiés dans l'Est du Canada et ailleurs, d'une manière relativement rapide, économiquement réalisable et respectueuse de l'environnement. Il sera également réalisé de manière à permettre à TransCanada de continuer à répondre à ses obligations de service garanti à l'égard des expéditeurs de gaz après la cession des actifs, ce qui sera atteint par la construction du Projet du réseau principal de l'Est (PRPE).

L'intérêt public est la norme pour l'approbation de la présente Demande, tant pour l'approbation de la cession des actifs que pour celle de la demande d'un certificat d'utilité publique (CUP) pour le Projet. Il est également la norme clé qui doit être respectée dans la demande distincte mais simultanée du CUP pour le PRPE. Bien qu'une décision à l'égard de l'intérêt public doive être prise pour chaque proposition, le fait de prendre ces décisions isolément ferait abstraction de l'interdépendance qui existe entre elles et de l'intérêt public collectif qui sera servi par l'approbation des trois propositions.

Par conséquent, à la lumière de l'interdépendance des demandes, TransCanada et Énergie Est demandent que l'Office juge que l'approbation de la cession des actifs et la délivrance d'un CUP pour le Projet, y compris la conversion d'installations pour le service du pétrole, sont dans l'intérêt public canadien. En outre, dans le cadre de sa décision concernant l'intérêt public à l'égard de la cession des actifs, TransCanada demande que l'Office juge que le PRPE est nécessaire pour permettre à TransCanada de continuer à répondre à ses obligations de service garanti après la cession des actifs.

TransCanada et Énergie Est présentent une preuve concluante que la norme de l'intérêt public est respectée et démontrent que l'approbation du Projet, la cession des actifs et la mise en œuvre connexe du PRPE serviront collectivement l'intérêt public canadien général.

#### 4.2 LA NORME DE L'INTÉRÊT PUBLIC ET LES PRÉCÉDENTS DE L'ONÉ

La norme qui est appliquée aux demandes en vertu des articles 52 et 74 de la Loi sur l'ONÉ est d'établir si l'approbation des demandes servirait l'intérêt public. Dans

diverses décisions, l'ONÉ a présenté des interprétations et des explications de son mandat d'intérêt public, notamment de la façon suivante :

- La raison d'être de l'ONÉ est de promouvoir, dans l'intérêt du public canadien, la sûreté et la sécurité, la protection de l'environnement et l'efficacité de l'infrastructure et des marchés énergétiques, en s'en tenant au mandat conféré par le Parlement au chapitre de la réglementation des pipelines, de la mise en valeur des ressources énergétiques et du commerce de l'énergie<sup>1</sup>.
- L'Office rend ses décisions dans l'intérêt public, en fonction du respect des droits des personnes touchées, de son souci de protéger l'environnement et de son engagement à l'égard de la sécurité et la sûreté<sup>2</sup>.
- L'intérêt public canadien général englobe les intérêts de tous les Canadiens et Canadiennes; il s'agit d'un équilibre des intérêts économiques, environnementaux et sociaux qui peut changer en fonction de la demande, de l'emplacement du projet, du produit en cause, des composantes de la population qui seront touchées par la décision et des visées des dispositions pertinentes de la Loi sur l'ONÉ en vertu desquelles l'approbation est demandée<sup>3</sup>.
- L'Office doit évaluer la contribution d'un projet au bien public général, et ses inconvénients éventuels, en peser les diverses conséquences et rendre une décision<sup>4</sup>.
- L'Office évalue l'ensemble des avantages et des inconvénients, y compris les avantages et inconvénients économiques associés à chaque demande, et exerce son jugement éclairé lorsqu'il établit l'intérêt public et le caractère de l'intérêt public, tant pour le présent que pour le futur<sup>5</sup>.

À l'égard de demandes de cession et de conversion d'installations gazières, l'Office a jugé que le critère à appliquer est celui de l'intérêt public, non pas celui de « l'absence de préjudice » pour les expéditeurs de gaz, et qu'il doit tenir compte d'autres personnes (y compris les expéditeurs de gaz) et d'autres facteurs de l'intérêt public<sup>6</sup>.

---

<sup>1</sup> Voir, par ex., Motifs de décision de l'Office national de l'énergie de l'instance Enbridge Southern Lights GP au nom d'Enbridge Southern Lights LP et Enbridge Pipelines Inc., OH-3-2007, Installations, février 2008 (Décision OH-3-2007), page 4.

<sup>2</sup> Motifs de décision de l'Office national de l'énergie de l'instance Enbridge Pipelines Inc., Projet d'agrandissement Alberta Clipper, OH-4-2007, Installations et droits et tarifs, février 2008, (Décision OH-4-2007), page 2.

<sup>3</sup> Voir, par ex., Décision OH-4-2007, page 2; Décision OH-3-2007, page 5; Motifs de décision de l'Office national de l'énergie de l'instance TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd., OH-1-2009, Installations et méthode de conception des droits, mars 2010, page 82; Motifs de décision de l'Office national de l'énergie de l'instance Sumas Energy 2, Inc., EH-1-2000, Installations, mars 2004, article 2.5, pages 10-15.

<sup>4</sup> Voir, par ex., Décision OH-3-2007, page 5; Décision OH-4-2007, page 2; Décision OH-1-2009, page 82.

<sup>5</sup> Voir, par ex., Décision OH-1-2009, pages 82-83.

<sup>6</sup> Décision MH-1-2006, Chapitre 2 Norme de réglementation, pages 15-17.

Un trait commun parmi toutes ces descriptions et expressions de ce qu'est ou n'est pas l'intérêt public est le fait que l'intérêt public réside dans l'interaction entre des priorités et des intérêts souvent en concurrence. Une décision prise dans l'intérêt public en est une qui, tout compte fait, atteint le bon équilibre. Grâce à la cession des actifs et au Projet, qui englobe l'adaptation des installations gazières en de nouvelles installations pétrolières afin d'ouvrir de nouveaux marchés pour le pétrole brut canadien, et conjointement avec l'ajout limité de nouvelles installations gazières comme le propose le PRPE, TransCanada et Énergie Est ont atteint le bon équilibre et ont respecté la norme de l'intérêt public.

#### **4.3 PREUVE À L'APPUI DE LA DÉCISION DE L'INTÉRÊT PUBLIC**

En plus de présenter leur propre preuve, TransCanada et Énergie Est ont retenu les services d'experts indépendants afin que ceux-ci donnent leur avis sur les incidences économiques, sociales et environnementales du Projet et sur l'intérêt public général qui sera servi par le Projet, la cession des actifs et le PRPE. Chacun des rapports ou des évaluations ci-après (à l'exception d'une mise à jour de l'évaluation de Nichols/Stantec qui sera fournie dans le Rapport supplémentaire n° 5) a été mis à jour afin de tenir compte des modifications apportées à la portée, à l'échéancier et au coût du Projet :

- *Preuves écrites de John J. Reed, Concentric Energy Advisor, Inc.* (novembre 2015) (rapport Concentric) (en anglais)<sup>7</sup>.
- *Projet d'oléoduc Énergie Est : Les retombées économiques pour le Canada et ses régions* (Le Conference Board du Canada, octobre 2015) (rapport du CBdC)<sup>8</sup>.
- *The Energy East Project and the Canadian Public Interest: A significant and strategic element of national infrastructure* (Roland Priddle, novembre 2015) (rapport Priddle) (en anglais)<sup>9</sup>.
- *Supply and Market Study for Energy East Project* (IHS Inc., septembre 2015) (rapport IHS) (en anglais)<sup>10</sup>.
- Nichols Applied Management/Stantec Consulting Ltd., ÉES Volume 3, Évaluation socioéconomique (Stantec, octobre 2014)<sup>11</sup>.
- Projet du réseau principal de l'Est – Évaluation environnementale et socioéconomique – Section 6 (Emploi et économie) (Golder Associates, octobre 2014 et novembre 2015)<sup>12</sup>.

<sup>7</sup> Voir Volume 1, annexe Vol 1-9 : Rapport Concentric, mise à jour novembre 2015

<sup>8</sup> Voir Volume 1, annexe Vol 1-8 : Rapport du CBdC, octobre 2015

<sup>9</sup> Voir Volume 1, annexe Vol 1-10 : Rapport Priddle, mise à jour novembre 2015

<sup>10</sup> Voir Volume 3, annexe Vol 1-14 : Rapport IHS, septembre 2015

<sup>11</sup> Voir Évaluation environnementale et socioéconomique (ÉES Vol 3, Évaluation socioéconomique)

<sup>12</sup> Voir Demande originale, Volume 1, annexe Vol 1-2 : Rapport Concentric, annexe B et Modification à la Demande, Volume 1, annexe Vol 1-9, Rapport Concentric mis à jour novembre 2015, annexe C

Collectivement, cette preuve d'experts indépendants démontre que la réalisation du Projet au moyen de la cession des actifs tout en continuant à répondre aux obligations de service garanti de gaz grâce à l'ajout limité d'installations gazières comme le propose le PRPE est dans l'intérêt public. Les conclusions des experts sont plus amplement décrites plus loin dans la présente section.

#### **4.4 L'INTÉRÊT PUBLIC DU PROJET**

Des facteurs environnementaux, sociaux et économiques sont pertinents pour déterminer l'intérêt public. De même, dans le présent cas, il est pertinent d'examiner les façons dont seront touchés les intérêts respectifs des expéditeurs de gaz et de pétrole, l'objectif étant d'obtenir la valeur la plus élevée et les résultats les plus rentables pour eux, en tenant compte des nouvelles installations que le PRPE propose d'ajouter.

Au moyen de la cession des actifs, et conjointement avec le PRPE, le Projet atteint ce résultat et respecte par ailleurs la norme de l'intérêt public. Les installations de transport de gaz existantes qui offrent une capacité qui n'est pas entièrement visée par contrat ferme seront davantage et mieux utilisées afin de relier l'approvisionnement de pétrole brut aux nouveaux marchés diversifiés et de créer des avantages économiques substantiels à la grandeur du Canada. Grâce à la cession et à l'adaptation d'installations existantes, le Projet sera réalisé d'une manière relativement rapide, économiquement réalisable et respectueuse de l'environnement.

En outre, bien que le critère ne soit pas « l'absence de préjudice » pour les expéditeurs de gaz, la cession des actifs, conjointement avec le PRPE, n'aura pas d'incidence défavorable pour les expéditeurs sur la canalisation principale puisque TransCanada continuera à répondre à ses obligations de service garanti. De plus, TransCanada estime que la cession des actifs entraînera, même en tenant compte des coûts du PRPE, un avantage économique net pour tous les expéditeurs sur la canalisation principale, y compris les expéditeurs dans le triangle de l'Est.

##### **4.4.1 Utilisation accrue et améliorée des installations faisant l'objet de la conversion**

Des changements dans le contexte commercial de l'approvisionnement et des marchés du gaz naturel ont eu une incidence importante sur le système de transport de gaz de la canalisation principale. Un ralentissement du forage du gaz naturel suscité par les prix dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC), une demande accrue dans le BSOC et l'arrivée du gaz de schiste américain figurent parmi les facteurs qui ont entraîné une diminution des contrats de transport fermes sur la canalisation principale. Cette situation a notamment eu pour effet que TransCanada envisage la possibilité d'utiliser davantage et mieux les installations de la canalisation principale qui continuent d'être utilisées et utiles dans la fourniture de service de gaz, mais dont la capacité n'est pas visée par un contrat ferme.

TransCanada a déjà cédé la ligne 100-1 de la Ligne des Prairies de la canalisation principale, qui a été convertie pour le service du pétrole dans le cadre du pipeline Keystone<sup>13</sup>. La cession des actifs constitue une autre initiative de TransCanada pour trouver une utilisation accrue et améliorée des installations de transport de gaz de la canalisation principale qui offrent une capacité qui n'est pas entièrement visée par un contrat ferme.

#### **4.4.2 Accès à des marchés pour le pétrole brut canadien**

Le Projet offre un accès à des marchés diversifiés pour le pétrole brut canadien, y compris les raffineries de l'Est du Canada qui n'ont pas par le passé eu accès aux volumes importants de l'approvisionnement de pétrole brut national reliés aux pipelines. Comme l'indique M. Priddle, le pétrole brut de l'Ouest canadien ne bénéficie pas d'un « accès à la mer » et sera « [traduction] emprisonné, ce qui entraînera des coûts très élevés pour les secteurs privé et public en raison de l'absence d'une capacité de transport »<sup>14</sup>.

La nécessité d'un accès accru à des marchés diversifiés est démontrée par les conventions de service de transport avec des expéditeurs de pétrole qui étayent le Projet. M. Priddle, Concentric et IHS concluent que l'accès aux marchés créé par le Projet offrira des avantages aux producteurs, aux négociants et aux raffineurs de pétrole brut, y compris les suivants :

- des rentrées nettes plus élevées découlant de l'élimination de l'actualisation du prix qui avait lieu en raison de la capacité inadéquate de transport de la canalisation à partir du BSOC
- une optionalité améliorée
- une efficience économique accrue
- une concurrence accrue entre les pipelines de pétrole
- un approvisionnement en pétrole concurrentiel et plus sûr pour l'Est du Canada

Les rapports des experts indépendants déposés à l'appui de la Demande décrivent ces avantages et d'autres avantages spécifiques du Projet pour le secteur du pétrole.

#### **4.4.3 Avantages économiques considérables à la grandeur du pays**

La preuve des experts démontre que le Projet présentera des avantages économiques considérables pour les économies canadiennes, provinciales et locales.

Comme le résume le rapport Concentric, ces avantages comprennent les suivants :

---

<sup>13</sup> Voir Décision MH-1-2006, Motifs de décision de l'Office national de l'énergie de l'instance TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd., OH-2007, Demande concernant la construction et l'exploitation du pipeline Keystone, septembre 2007, et d'autres décisions et jugements connexes.

<sup>14</sup> Volume 1, annexe Vol 1-10 : rapport Priddle, mis à jour novembre 2015 page 25.

- 168 711 équivalents temps plein (ETP) d'emploi pendant la phase de la construction du Projet et 91 984 ETP de plus au cours des 20 premières années de l'exploitation
- des effets sur le PIB estimés à 55,5 G\$ entre 2013 et 2040
- des hausses des recettes publiques de 10,3 G\$ de la construction et exploitation au cours des 25 premières années de l'exploitation
- des paiements d'impôt sur le revenu et de redevances de 70,6 G\$ aux paliers de gouvernement fédéral et provincial en raison des rentrées nettes plus élevées des producteurs de pétrole
- des hausses des revenus en impôt foncier de 48,3 M\$ par année en Alberta, au Manitoba, au Nouveau-Brunswick, en Ontario, au Québec et en Saskatchewan, collectivement

#### **4.4.4 Développement dans les délais de l'infrastructure essentielle**

L'adaptation des installations existantes permet la mise en service du Projet et donc la possibilité de répondre au besoin d'accès aux marchés plus tôt que ce ne serait le cas pour un projet entièrement nouveau. Énergie Est estime que la construction d'un projet entièrement nouveau prendrait environ trois ans de plus que le Projet tel qu'il est proposé.

Ce calendrier de construction plus court :

- permettra d'avoir accès plus tôt aux marchés et d'obtenir plus rapidement les avantages économiques connexes décrits ci-dessus
- créera moins de perturbation que le calendrier de construction plus long d'un projet entièrement nouveau
- permettra à Énergie Est de mieux gérer les coûts de construction à la lumière des fluctuations des prix des biens et des services

#### **4.4.5 Viabilité économique**

L'adaptation des installations existantes améliore la viabilité économique du Projet en réduisant le montant, et par conséquent le coût en capital, de nouvelles canalisations. En raison d'un coût en capital moindre, le Projet peut offrir des tarifs plus concurrentiels à ses expéditeurs de pétrole. De plus, l'utilisation des canalisations existantes réduit le risque d'une hausse du prix de l'acier, permettant ainsi une meilleure gestion des coûts par Énergie Est.

#### **4.4.6 Réduction de l'empreinte environnementale**

Comparativement à un projet entièrement nouveau, l'adaptation des installations existantes réduira grandement la nécessité d'obtenir de nouvelles emprises ainsi que

les troubles de jouissance, ce qui diminue la possibilité de nouvelles incidences possiblement défavorables sur l'environnement. Environ 70 % de la canalisation proposée d'Énergie Est est déjà enfouie, et plus de la moitié de la nouvelle construction suivra le tracé des systèmes de canalisations existants ou d'autres emprises de service public le long du tracé.

#### **4.4.7 Maintien de la capacité ferme de transport de gaz**

Il reste une capacité suffisante sur les tronçons de la Ligne des Prairies et de la Ligne du Nord de l'Ontario pour continuer de répondre à toutes les prévisions des obligations de service garanti après la cession des actifs, sans l'ajout d'installations.

La cession du tronçon du raccourci de North Bay requerra l'ajout du PRPE pour que TransCanada puisse continuer de répondre à ses obligations prévues de service garanti dans la zone touchée du triangle de l'Est après la cession des actifs. Il importe de noter toutefois que l'impact et le coût d'un nouveau gazoduc d'environ 279 km sont moindres que ceux associés à la construction de nouvelles installations de pipelines de pétrole d'environ 420 km afin de relier North Bay à Iroquois. En outre, l'ajout d'installations de remplacement à la Ligne de Montréal représentera le parcours le plus court et le plus direct afin de relier l'approvisionnement du nord-est des États-Unis aux principaux marchés du triangle de l'Est et la possibilité de moderniser la compression actuelle le long de la Ligne de Montréal. Par conséquent, la cession du tronçon du raccourci de North Bay, conjointement avec le PRPE, constitue le déploiement le plus efficace de l'infrastructure gazière et pétrolière.

#### **4.4.8 Avantages économiques pour les expéditeurs de gaz sur la canalisation principale**

Il est estimé que la cession des actifs et le PRPE procureront des avantages nets de plus de 500 M\$ aux expéditeurs sur la canalisation principale, ces avantages étant de plus de 400 M\$ pour les expéditeurs sur la canalisation principale de l'Ouest et d'au moins 100 M\$ pour les expéditeurs du triangle de l'Est, en fonction de la valeur actualisée nette, comme il est indiqué à la Section 5.4.7 du Volume 1.

L'approche prudente adoptée par TransCanada dans ses prévisions de ses obligations de service garanti pose l'hypothèse du renouvellement de tous les contrats fermes actuels. TransCanada prévoit que, avec le développement continu de l'approvisionnement de gaz provenant du nord-est des États-Unis, les exportations canadiennes vers les marchés du nord-est des États-Unis diminueront. Par conséquent, il est possible que les besoins de la capacité que fournira le PRPE puissent diminuer s'il y a moins de contrats et/ou s'il devient possible de répondre à certains besoins de capacité ferme par des initiatives commerciales. Une diminution des besoins de la capacité pour les installations du PRPE pourrait entraîner des avantages plus grands pour les expéditeurs de gaz.

Enfin, il faut également examiner l'avantage économique estimé pour les expéditeurs sur la canalisation principale à la lumière des avantages considérables du Projet Énergie Est pour l'économie canadienne. Même dans le cas où la cession des actifs entraînerait l'exposition des expéditeurs sur la canalisation principale au maintien de leurs recettes ou à une hausse des coûts, les avantages globaux du Projet devraient grandement l'emporter sur les coûts possibles pour les expéditeurs sur la canalisation principale. Par conséquent, même dans de telles circonstances, le Projet pourrait respecter la norme de l'intérêt public.

#### **4.4.9 Règlements avec les expéditeurs de gaz sur la canalisation principale**

Deux accords entre TransCanada et les SDL de l'Est, approuvés ou conclus depuis le dépôt en octobre 2014 de la Demande, fournissent d'autres preuves que le Projet est dans l'intérêt public canadien.

En octobre 2013, TransCanada et les SDL de l'Est ont conclu une convention de règlement relative à la canalisation principale (le règlement) visant la résolution de questions relatives à l'aménagement efficace de l'infrastructure gazière au Canada, plus précisément dans les provinces de l'Ontario et du Québec. Dans le règlement, TransCanada s'est engagée à faire de son mieux pour faciliter la volonté du marché du gaz naturel de diversifier l'approvisionnement et la capacité de ces marchés d'accéder à un approvisionnement en gaz naturel à proximité en temps opportun, y compris répondre aux demandes des expéditeurs sur la canalisation principale en matière de contrats de transport sur courte distance. Avec des exceptions limitées, les SDL se sont engagées à utiliser le triangle de l'Est pour répondre aux besoins de leurs clients en matière d'approvisionnement dans leurs zones de concession jusqu'en 2030. Les parties ont convenu que les projets d'agrandissement dans le triangle de l'Est seraient examinés rapidement afin de répondre aux besoins du marché et que les coûts de ces agrandissements seraient ajoutés à la base tarifaire du triangle de l'Est et que les droits seraient intégrés à la tarification. Les parties ont également convenu d'une méthode de calcul des droits sur la canalisation principale pour la durée du règlement (jusqu'en 2030). Après 2020, la canalisation principale sera segmentée aux fins du calcul des droits de façon à ce que la base tarifaire et le coût du service du triangle de l'Est soient séparés de la zone ouest de la canalisation principale.

La demande d'approbation du règlement soumise par TransCanada à l'Office a fait l'objet d'une audience en septembre 2014. La décision RH-001-2014<sup>15</sup> de l'ONÉ, rendue en décembre 2014 (près de deux mois après le dépôt des demandes relatives à Énergie Est et au PRPE) a approuvé les principales conditions du règlement, y

---

<sup>15</sup> *Motifs de décision de l'Office national de l'énergie, TransCanada PipeLines Limited, RH-001-2014, Partie IV – Droits et tarifs, décembre 2014 (décision RH-001-2014).*



compris l'approbation en principe de la méthodologie des droits segmentés de la canalisation principale jusqu'en 2030<sup>16</sup>.

Toutefois, le règlement et la décision RH-001-2014 excluait expressément les questions relatives à Énergie Est, qui faisaient alors encore l'objet de discussions entre TransCanada et les SDL. L'Office a indiqué qu'elle s'attendait à ce que la question du traitement des installations gazières de remplacement visées par le projet Énergie Est fasse l'objet d'un examen exhaustif dans la demande relative aux installations applicable.

La convention d'Énergie Est relative aux SDL, conclue en octobre 2015, répond aux préoccupations des SDL par rapport à Énergie Est et au PRPE et annule leur opposition à ces projets. Elle fixe la capacité du PRPE à un niveau déterminé en fonction des besoins des SDL de l'Est et des autres expéditeurs du triangle de l'Est. La convention d'Énergie Est relative aux SDL, compte tenu du règlement et de la décision RH-001-2014, renforce la faisabilité économique du PRPE en accroissant la probabilité que les installations du PRPE soient utilisées, que les coûts du PRPE soient récupérés au cours de la durée de vie des installations et que les frais liés à la demande soient acquittés.

Le règlement, la décision RH-001-2014 et la convention d'Énergie Est relative aux SDL représentent collectivement d'autres preuves que l'intérêt public canadien sera servi par l'approbation de la cession des actifs, du projet Énergie Est et du PRPE.

#### **4.5 AVANTAGES ÉCONOMIQUES**

Compte tenu de l'envergure nationale du Projet, les avantages économiques ont une vaste portée et peuvent être littéralement décrits comme s'étendant d'un océan à l'autre. Énergie Est a mandaté le Conference Board du Canada (le Conference Board) pour qu'il évalue les avantages économiques que tirerait le Canada du projet proposé d'oléoduc et du projet connexe relatif à la cession d'actifs de la canalisation principale de TransCanada à Énergie Est. Le Conference Board a relevé trois catégories différentes d'avantages liés au projet, soit :

- les avantages associés à la phase du développement, c'est-à-dire les impacts économiques associés aux investissements initiaux nécessaires à la construction de l'oléoduc et des installations connexes de transport du gaz naturel;
- les avantages associés à la phase de l'exploitation, c'est-à-dire les impacts économiques associés au pipeline lorsque celui-ci assurera le transport d'hydrocarbures liquides;

---

<sup>16</sup> Décision RH-001-2014, p. 15.

- les avantages associés aux rentrées nettes liées au pétrole brut, c'est-à-dire les avantages associés aux différentiels de prix réduits entre les prix de référence du pétrole brut de l'Ouest canadien et ceux du pétrole à l'échelle internationale.

#### 4.5.1 Phase du développement

L'investissement de 17,3 G\$ associé au développement d'Énergie Est, qui inclut le Projet du réseau principal de l'Est, devrait générer 3,8 G\$ en recettes publiques pour les gouvernements fédéraux et provinciaux entre 2013 et 2021. Le Conference Board prévoit que le développement du Projet produira 11,7 G\$ en traitements et salaires et que la plus grande répercussion fiscale proviendra des perceptions d'impôt sur le revenu des particuliers, qui s'élèveront à 1,8 G\$. Dans l'hypothèse où les perceptions d'impôt au fédéral étaient réparties entre les provinces en fonction de leur population respective, l'Ontario retirerait la plus grande part de l'avantage fiscal fédéral et provincial combiné avec 1,3 G\$, suivi du Québec (972 M\$) et du Nouveau-Brunswick (482 M\$).

Les dépenses associées au Projet devraient avoir un impact direct sur le secteur de la construction, des impacts sur la chaîne d'approvisionnement (ou impacts indirects) associés aux intrants nécessaires à la réalisation du Projet et des effets induits lorsque les employés dépenseront les salaires provenant des effets directs et de ceux sur la chaîne d'approvisionnement. Combinés, ces trois effets distincts devraient soutenir 168 711 années-personnes ÉTP, dont 49,3 % proviendront d'emplois directs et le reste consistera en des emplois indirects ou induits. Près de 97 % des avantages en matière d'emploi seront observés dans les provinces où doit passer le pipeline, et l'Ontario en retirera la plus grande part (29,4 %), suivi du Nouveau-Brunswick (24,3 %), du Québec (23,4 %) et de l'Alberta (9,0 %).

#### 4.5.2 Phase de l'exploitation

Une fois fonctionnel, Énergie Est produira des avantages économiques et fiscaux positifs de façon continue. Le Conference Board a évalué ces impacts sur le plan de l'exploitation pour les 20 premières années de service selon deux scénarios distincts. Le premier scénario tient compte uniquement des impacts associés aux contrats à long terme qui ont été signés et peut être considéré comme représentant les impacts minimaux associés au Projet. Le deuxième scénario évalue les impacts économiques plus larges associés à une pleine utilisation de la capacité sur le marché au comptant (ou non garantie) du pipeline.

À tout le moins, lorsqu'il tient compte des impacts directs, indirects et induits, le Conference Board prévoit que les 20 premières années d'exploitation du Projet soutiendraient 91 984 années-personnes d'emploi, et ce chiffre s'établit à 122 706 si la totalité de la capacité est pleinement utilisée. En obtenant 46,6 % des avantages en matière d'emploi, l'Ontario bénéficie de la plus grande part de ces avantages. Toutefois, d'autres provinces, particulièrement l'Alberta (19,6 %) et le Québec

(10,6 %), retireront elles aussi des avantages considérables pendant la phase d'exploitation du Projet.

Pour ce qui est des répercussions fiscales, l'exploitation du pipeline devrait générer au minimum 6,5 G\$ en recettes publiques gouvernementales au cours des 20 premières années d'exploitation. Ce chiffre monte à 8,2 G\$ lorsque le Conference Board tient compte de l'impact associé au transport non garanti. Cette situation s'explique principalement par le fait que le secteur des oléoducs entraîne de vastes répercussions en matière d'impôt sur le revenu des sociétés. En effet, les rentrées d'impôt sur le revenu des sociétés représentent 49,6 % des répercussions fiscales, suivi des impôts indirects (23,2 %) et de l'impôt sur le revenu des particuliers (20,8 %) et le reste provient des cotisations accrues aux régimes d'assurance sociale. Si l'on suppose de nouveau que les recettes fédérales seront distribuées en fonction de la population, l'Ontario enregistre alors la plus grande majoration combinée de ses revenus fiscaux avec 45,3 % du total. Le Québec retire ensuite la deuxième plus grande part avec 17,8 %, suivi de l'Alberta (12 %).

#### **4.5.3 Amélioration des rentrées nettes liées au pétrole brut**

En plus des impacts économiques et fiscaux associés à la construction et à l'exploitation d'Énergie Est, le Projet devrait faire augmenter le prix que les producteurs de pétrole canadiens reçoivent pour leur produit. Dans le cadre de l'analyse, IHS a établi des prévisions de prix pour le pétrole lourd de l'Ouest canadien selon différents scénarios de pipelines en utilisant sa prévision de base pour la production de pétrole de l'Ouest canadien. Plus particulièrement, IHS considère un scénario où aucun pipeline ne serait construit par rapport à un scénario où seul Énergie Est serait construit, ce que le Conference Board appelle le scénario « Énergie Est seulement » (*Energy East Only*). IHS élabore également un scénario où Keystone XL, le projet d'expansion de Trans Mountain, Northern Gateway et Énergie Est seraient tous construits, ce que le Conference Board appelle le scénario « Tous les pipelines » (*All Pipelines*).

D'après l'estimation par le Conference Board des répercussions fiscales selon chacun de ces scénarios, Énergie Est soutiendrait au minimum 66,2 G\$ supplémentaires en recettes publiques. Les perceptions d'impôt sur le revenu des sociétés représenteraient 41,7 % de ce montant au fédéral et 33,4 % de ce montant au provincial. Le reste provient des perceptions de redevances plus élevées (en Alberta et en Saskatchewan) résultant des prix rehaussés. Dans le scénario « Tous les pipelines », les avantages fiscaux supplémentaires liés aux rentrées nettes plus élevées atteindraient 70,6 G\$. Comme la majorité du pétrole qui devrait être transporté par le pipeline proviendrait de l'Alberta, cette province retire la plus grande part de cet avantage, soit 60,8 % du total.

#### 4.5.4 Résumé des impacts économiques et des répercussions fiscales

Le tableau 4-1 résume l'évaluation réalisée par le Conference Board des impacts économiques et des répercussions fiscales liés au développement et à l'exploitation d'Énergie Est à l'aide des impacts minimaux sur le plan de l'exploitation et du scénario « Tous les pipelines » pour l'évaluation des rentrées nettes supérieures et des répercussions minimales sur le plan de l'exploitation. Entre 2013 et 2040, le Projet devrait générer 260 695 années-personnes d'emploi. Il devrait également produire des répercussions fiscales d'une valeur de 80,9 G\$ au cours de la même période.

Voir l'annexe du Vol 1-8 pour consulter l'intégralité du rapport du Conference Board.

#### 4.6 AVANTAGES DE LA CESSION D'ACTIFS

Énergie Est propose d'acquérir les actifs gaziers de la canalisation principale de TransCanada. Le prix du transfert équivaut à la valeur comptable nette (VCN) des actifs cédés (environ 743 M\$) plus une prime estimée à 734 M\$ par rapport à la VCN, la prime d'acquisition, pour un prix total d'environ 1,5 G\$.

Les actifs gaziers de TransCanada qui seront transférés consistent en des tronçons de trois lignes de la canalisation principale de TransCanada, c'est-à-dire :

- La ligne des Prairies : la ligne 100-4, comprenant 940 km de pipeline de 1 067 mm (DN 42) allant de la VCP-2 près de Burstall (Saskatchewan) à la VCP-41 à l'est de Winnipeg (Manitoba)
- La ligne du nord de l'Ontario : la ligne 100-4 avec certaines sections de la ligne 100-3, comprenant 1 640 km de pipeline de 1 067 mm (DN 42) allant de la VCP-41 à l'est de Winnipeg (Manitoba) à la VCP-116 près de North Bay (Ontario)
- La ligne du raccourci de North Bay : la ligne 1200-2, comprenant 420 km de pipeline de 1 067 mm (DN 42) allant de la VCP-116 près de North Bay (Ontario) à la VCP-1401 près d'Iroquois (Ontario)



**Tableau 4-1 : Résumé des impacts économiques et des répercussions fiscales d'Énergie Est  
(effets cumulatifs, 2013-2040)**

	Autres provinces de l'Atlantique <sup>1</sup>	Nouveau-Brunswick <sup>1</sup>	Québec <sup>1</sup>	Ontario <sup>1</sup>	Manitoba <sup>1</sup>	Saskatchewan <sup>1</sup>	Alberta <sup>1</sup>	Columbia-Britannique	Territoires <sup>1</sup>	Canada <sup>1</sup>
<b>Effets sur l'emploi (années-personnes, ETP)</b>	<b>3 057</b>	<b>47 366</b>	<b>49 195</b>	<b>92 451</b>	<b>12 796</b>	<b>16 278</b>	<b>33 277</b>	<b>6 187</b>	<b>87</b>	<b>260 695</b>
Développement du Projet	2 141	40 956	39 438	49 603	7 314	10 586	15 219	3 409	46	168 711
Exploitation du Projet	916	6 410	9 757	42 849	5 482	5 692	18 058	2 778	41	91 984
<b>Effets sur le PIB (en millions de \$ de 2013)</b>	<b>376</b>	<b>6 570</b>	<b>9 257</b>	<b>23 960</b>	<b>2 975</b>	<b>4 295</b>	<b>7 389</b>	<b>616</b>	<b>19</b>	<b>55 458</b>
Développement du Projet	249	3 248	3 942	5 440	621	1 012	1 926	327	10	16 776
Exploitation du Projet	127	3 322	5 315	18 520	2 354	3 283	5 463	289	9	38 683
<b>Répercussions fiscales (en millions de \$ de 2013)</b>	<b>1 593</b>	<b>1 484</b>	<b>8 919</b>	<b>15 543</b>	<b>1 521</b>	<b>3 172</b>	<b>44 095</b>	<b>4 474</b>	<b>123</b>	<b>80 923</b>
Développement du Projet	97	482	972	1 320	157	185	350	240	9	3 813
Exploitation du Projet	149	371	1 151	2 935	309	354	777	412	17	6 475
Rentrées nettes supérieures	1 347	631	6 797	11 288	1 054	2 633	42 968	3 822	97	70 636
Note :										
1. La source de ce tableau est Le Conference Board du Canada.										

Outre l'évaluation par le Conference Board susmentionnée, TransCanada a évalué quelle serait l'incidence, sur les besoins en revenus de la canalisation principale, de la cession des trois tronçons indiqués ci-dessus et de la construction connexe du Projet du réseau principal de l'Est. L'analyse indique qu'en fonction de la valeur actualisée nette (VAN), l'incidence économique de la cession d'actifs de la canalisation principale et du Projet du réseau principal de l'Est, pris collectivement, entraîne un avantage de plus de 500 M\$ pour les expéditeurs sur la canalisation principale tout en satisfaisant toutes les obligations de transport garanti.

Une autre analyse considère les avantages éventuels, pour le triangle de l'Est séparément, de la canalisation principale dans son ensemble; cette analyse indique que, de cet avantage de 500 M\$, en fonction de la VAN, il y a un avantage net d'au moins 100 M\$. Par ailleurs, TransCanada estime que ces avantages peuvent être réalisés sans nuire aux prix du gaz naturel sur le marché ou à la qualité des services garantis offerts. Les détails de l'analyse sont présentés dans le Volume 1, section 5.4.7 de la Modification de la Demande.

## **4.7 AUTRES AVANTAGES**

### **4.7.1 Concentric Energy Advisors**

Énergie Est et TransCanada ont retenu les services de Concentric, société de services-conseils financiers et de gestion axée sur le secteur nord-américain de l'énergie, pour qu'elle réalise un examen des projets Énergie Est et réseau principal de l'Est. Leur examen comportait les volets suivants :

- une évaluation visant à déterminer si le Projet Énergie Est répond aux normes de l'ONÉ quant à la faisabilité économique et financière, qui constituent des critères importants pour déterminer si un projet est dans l'intérêt public
- une évaluation des modalités et du caractère raisonnable de la cession proposée d'actifs de la canalisation principale de TransCanada vers Énergie Est
- une évaluation visant à déterminer si les nouvelles installations de gazoduc que TransCanada propose de construire dans le cadre de la canalisation principale (c'est-à-dire le Projet du réseau principal de l'Est) sont nécessaires
- une évaluation des avantages pour l'ensemble du public canadien, y compris les avantages sur les plans du commerce, de l'économie, de l'approvisionnement et du marché, associés au pipeline Énergie Est, à la cession des installations faisant l'objet de la conversion et à la construction du Projet du réseau principal de l'Est

Certaines des conclusions générales de Concentric, compte tenu de son examen de la demande, des exigences de la loi sur l'ONÉ, du guide de dépôt de l'ONÉ et des

politiques et des précédents provenant de décisions passées de l'ONÉ, étaient les suivantes :

- Conformément à la norme de l'ONÉ énoncée dans sa décision OH-1-2009, les avantages du Projet, du point de vue économique, dépasseront considérablement les coûts.
- Le Projet est réalisable sur les plans économique et financier et entraînerait des avantages importants tant pour le secteur pétrolier de l'Ouest canadien que pour les économies locales, provinciales et fédérale canadiennes.
- L'étude de marché préparée par IHS fournit des preuves convaincantes que la production pétrolière de l'Ouest canadien assurera un approvisionnement plus que suffisant en pétrole pour soutenir le Projet pendant sa durée de vie utile. Selon l'étude d'IHS, même si les quatre principaux projets d'oléoduc actuellement proposés au Canada étaient construits, le marché pourrait pleinement absorber la nouvelle capacité, par l'expansion de la production, d'ici à 2033 environ.
- Le Projet aidera à réaligner le réseau de pipelines canadien sur les nouvelles réalités du marché, ce qui procurera de nombreux avantages au secteur pétrolier de l'Ouest canadien. Plus particulièrement, le pipeline Énergie Est créera une voie de passage estimable vers les raffineries de l'Est du Canada et des États-Unis, ce qui procurera la diversification du marché souhaitée et, selon l'étude d'IHS, des rentrées nettes supérieures pour les producteurs de pétrole brut lourd de l'Ouest canadien.
- En donnant accès aux marchés d'outre-mer, le Projet offre aux producteurs une solution de rechange aux marchés nord-américains traditionnels et une plus grande optionalité du marché, ce qui réduit la possibilité que ne survienne de nouveau une diminution des prix du pétrole canadien comme celle observée au cours des dernières années.
- Du point de vue du gaz naturel, la cession d'actifs et la conversion du service du gaz naturel au pétrole représente une utilisation meilleure et plus élevée des installations sous-utilisées de transport du gaz naturel de la canalisation principale. En outre, le coût et l'impact environnemental de la construction d'un pipeline conjuguée à la construction d'installations supplémentaires pour le gaz naturel dans le triangle de l'Est sont inférieurs au coût et à l'impact environnemental qui seraient associés à la construction de nouveaux oléoducs à partir de la jonction North Bay jusqu'à Iroquois.
- Du point de vue du pétrole, la cession d'actifs et la conversion du service du gaz naturel au pétrole permet une utilisation meilleure et plus élevée des installations existantes pour le gaz naturel de la canalisation principale. Sans le transfert des installations pour le gaz naturel de la canalisation principale, le Projet ne serait pas rentable et l'accès aux nouveaux marchés pétroliers serait restreint, ce qui



mènerait à une inefficience du marché. De plus, la cession d'actifs entraîne une importante réduction des coûts en raison de l'utilisation du pipeline existant, réduit le temps de construction et l'impact environnemental par rapport à la construction d'un nouvel oléoduc, procure un accès à des marchés diversifiés aux producteurs canadiens de pétrole brut, procure aux raffineries de l'Est canadien situées au Québec et au Nouveau-Brunswick une source stable de pétrole brut domestique à un prix concurrentiel et entraîne d'importants avantages pour l'ensemble de l'économie canadienne.

Voir l'annexe Vol 1-9 pour consulter l'intégralité du rapport de Concentric (en anglais).

#### **4.7.2 Roland Priddle**

Énergie Est et TransCanada ont retenu les services de M. Roland Priddle, consultant du secteur énergétique, pour qu'il examine les projets Énergie Est et du réseau principal de l'Est et présente son point de vue sur l'intérêt public canadien.

##### **Projet Énergie Est**

Les principaux points de l'évaluation de M. Priddle relativement au Projet Énergie Est sont résumés ci-après :

- Le Projet Énergie Est représente un élément stratégique important de l'infrastructure nationale d'intérêt public.
- Le Projet représente sans contredit une gigantesque entreprise au caractère très distinct qui aura d'importantes répercussions sur les générations à venir.
- Le Projet répond à l'objectif de longue date de la politique énergétique consistant à mieux assurer l'approvisionnement en pétrole des parties continentales de l'Est canadien.
- Le Projet conduirait à la diversification recherchée des marchés pour le pétrole brut canadien.
- Le Projet procurerait d'importants avantages en accroissant le nombre d'options offertes aux négociants en pétrole.
- Le Projet contribuerait à assurer que le pétrole brut canadien sans accès à la mer ne se trouverait pas « emprisonné » à l'avenir, ce qui entraînerait des coûts privés et publics importants.
- En s'assurant que le pétrole n'est pas « emprisonné », le Projet donnerait confiance aux investisseurs quant au développement de la ressource pétrolière en amont à long terme. La confiance dans le caractère adéquat à long terme de la capacité d'enlèvement du pétrole brut du BSOC est essentielle à la planification des investissements dans les sables bitumineux.

M. Priddle conclut qu'il est assurément important et dans l'intérêt public de s'assurer que les investisseurs en amont sachent dès maintenant que la capacité du pipeline sera adéquate afin de répondre aux besoins de leurs investissements au moment où ceux-ci porteront leurs fruits. Énergie Est représente un élément important de cette assurance, et la demande fournit l'occasion de donner cette assurance. Cela s'applique également aux investisseurs en améliorant la capacité dans des régions éloignées des sables bitumineux, que ce soit au Canada ou à l'étranger.

#### **Cession d'actifs**

Les principaux points de l'évaluation de M. Priddle relativement à la cession d'actifs proposée sont résumés ci-après :

- La cession d'actifs, qui est essentielle au Projet, est dans l'intérêt public parce qu'elle promeut le bien-être de la communauté.
- La canalisation principale de TransCanada, y compris le raccourci de North Bay, est une ressource nationale détenue par des intérêts privés et il est dans l'intérêt national d'en assurer la meilleure utilisation.

M. Priddle conclut que la cession d'actifs est dans l'intérêt public du Canada parce qu'elle assurerait la meilleure utilisation de la canalisation principale canadienne, une ressource nationale détenue par des intérêts privés dont le but peut être modifié de façon à répondre aux objectifs nationaux en matière de pétrole, à l'instar des objectifs atteints en matière de gaz naturel il y a 50 ans. Il souligne que tous les intérêts divergents ne peuvent être également satisfaits par un résultat juste en matière réglementaire. Par conséquent, l'Office doit tenter de rechercher le plus grand bien pour le plus grand nombre, ce qui sera assuré par l'approbation de la demande de cession et des demandes connexes relatives aux installations, ces dernières étant toujours conditionnelles au respect de normes élevées en matière de protection environnementale et de sécurité du public.

Voir l'annexe Vol 1-10 pour consulter l'intégralité du rapport de M. Priddle (en anglais).