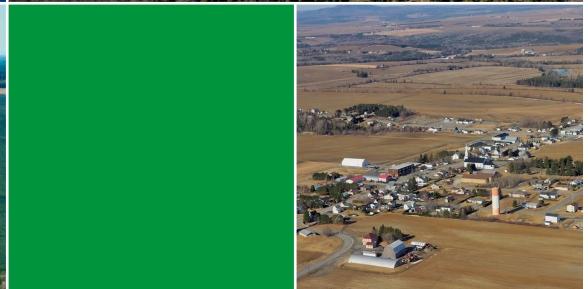


Project Énergie Est

Volume 1 : Demande relatives
au Project Energie Est

Octobre 2014

Projet Oléoduc Énergie Est de
TransCanada – section québécoise
6211-18-018



Remis à:
Le secrétaire
Office national de l'énergie
517 10th Ave SW
Calgary (Alberta) T2R 0A8

DEMANDE.....	i
CONTENU.....	i
1.0 SOMMAIRE.....	1-1
1.1 Description du Projet.....	1-1
1.3 Nécessité du Projet.....	1-2
1.4 Avantages Économiques.....	1-2
1.5 Cession d'installations gazières et Projet du réseau principal de l'est.....	1-3
1.6 Participation des parties prenantes et engagement des autochtones.....	1-4
1.7 Santé, sécurité et environnement.....	1-5
1.8 Conclusion.....	1-6
2.0 APERÇU.....	2-1
2.1 Historique.....	2-1
2.2 Portée.....	2-2
2.3 Contexte et norme réglementaires.....	2-2
2.3.1 Oléoduc Énergie Est Ltée.....	2-2
2.3.2 TransCanada PipeLines Limited.....	2-3
2.3.3 Norme réglementaire.....	2-3
2.4 Faisabilité économique.....	2-7
2.4.1 Offre et marché du pétrole brut.....	2-7
2.4.2 Modalités de transport et droits.....	2-8
2.4.3 Financement.....	2-9
2.5 Cession d'actifs gaziers.....	2-9
2.6 Principales composantes du Projet.....	2-10
2.7 Pipeline et installations connexes.....	2-13
2.7.1 Tronçons de la canalisation principale.....	2-13
2.7.2 Canalisations latérales et pipelines d'interconnexion des terminaux.....	2-17
2.7.3 Tracé du pipeline.....	2-17
2.7.4 Vannes du pipeline.....	2-20
2.7.5 Tronçons de pipeline convertis.....	2-20
2.7.6 Stations de pompage.....	2-23
2.7.7 Terminaux de réservoirs de stockage de pétrole.....	2-24
2.7.8 Terminaux maritimes.....	2-25
2.7.9 Installations de comptage de transfert de propriété.....	2-25
2.7.10 Infrastructures temporaires.....	2-26
2.8 Coût en capital estimatif.....	2-27
2.9 Conception technique.....	2-27
2.9.1 Codes et normes.....	2-27
2.9.2 Évaluation des géorisques.....	2-28
2.9.3 Franchissements de cours d'eau sans tranchée.....	2-29

2.10	Exemption en vertu de l'article 58 de la Loi sur l'ONÉ	2-31
2.11	Calendrier.....	2-32
2.12	Systèmes de gestion	2-34
2.12.1	Système de gestion des actifs.....	2-34
2.12.3	Gestion des situations d'urgence	2-35
2.12.4	Gestion de la qualité.....	2-36
2.12.5	Gestion de la sécurité	2-37
2.13	Exploitation.....	2-37
2.13.1	Installations du Projet	2-37
2.14	Participation des parties prenantes.....	2-40
2.15	Engagement des autochtones	2-42
2.16	Terrains et consultation avec les propriétaires fonciers.....	2-44
2.17	Enjeux environnementaux et socioéconomiques	2-45
2.18	Information complémentaire.....	2-46
2.19	Démantèlement et cessation d'exploitation	2-46
2.20	Structure et contenu de la demande	2-47
3.0	JUSTIFICATION DU PROJET.....	3-1
3.1	Réaliser Énergie est : l'interdépendance du Projet énergie est, de la cession des actifs et du projet du réseau principal de l'est	3-1
3.2	La norme de L'intérêt public et les précédents de l'oné.....	3-1
3.3	Preuve à l'appui de la décision de l'intérêt public.....	3-3
3.4	L'intérêt public du projet	3-4
3.4.1	Utilisation accrue et améliorée des installations faisant l'objet de la conversion.....	3-4
3.4.2	Accès à des marchés pour le pétrole brut canadien	3-5
3.4.3	Avantages économiques considérables à la grandeur du pays	3-5
3.4.4	Développement dans les délais de l'infrastructure essentielle.....	3-6
3.4.5	Viabilité économique.....	3-6
3.4.6	Réduction de l'empreinte environnementale	3-7
3.4.7	Maintien de la capacité ferme de transport de gaz.....	3-7
3.4.8	Avantages économiques pour les expéditeurs de gaz sur la canalisation principale	3-7
3.5	Avantages économiques.....	3-8
3.5.1	Phase du développement.....	3-8
3.5.2	Phase de l'exploitation.....	3-9
3.5.3	Amélioration des rentrées nettes liées au pétrole brut	3-10
3.5.4	Résumé des impacts économiques et des répercussions fiscales.....	3-10
3.6	Avantages de la cession d'actifs	3-12
3.7	Autres avantages	3-12

LISTE DES FIGURES

Figure 2-1	Aperçu du tracé et des composantes principales de l'Oléoduc Énergie Est.....	2-12
Figure 2-2	Emplacements des emprises parallèle et non parallèle le long de la canalisation principale Énergie Est.....	2-19
Figure 2-3	Schéma des tronçons à convertir.....	2-21
Figure 2-4	Schéma du processus de gestion de l'intégrité	2-23
Figure 2-5	Calendrier préliminaire du Projet.....	2-33

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 2-1	Aperçu des composantes principales du Projet.....	2-11
Tableau 2-2	Emprises parallèle et non parallèle de la canalisation principale d'Énergie Est.....	2-18
Tableau 2-3	Coût en capital estimatif	2-27
Tableau 2-4	Franchissements de cours d'eau sans tranchée (évaluation préliminaire).....	2-29
Tableau 2-5	Activités de participation des parties prenantes.....	2-41
Tableau 2-6	Engagement des Premières Nations et des Métis et total des avis.....	2-43
Tableau 2-7	Tronçons, sections et vannes de la canalisation principale d'Énergie Est	
Tableau 2-8	Canalisations latérales et pipelines d'interconnexion d'Énergie Est	2-54
Tableau 2-9	Principales normes de l'industrie applicables au pipeline et aux installations connexes d'Énergie Est	2-55
Tableau 2-10	Liste préliminaire des spécifications et des normes d'entreprises	2-58
Tableau 2-11	Information supplémentaire prévue par Énergie Est	2-63
Tableau 3-1	Résumé des impacts économiques et des répercussions fiscales d'Énergie Est (effets cumulatifs, 2013-2038).....	3-11

LISTE DES ANNEXES

Annexe Vol 1-1	Le Conference Board du Canada (Septembre 2014)
Annexe Vol 1-2	Concentric Report (Septembre 2014)
Annexe Vol 1-3	Priddle Report (Septembre 2014)

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

RELATIVEMENT À la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, L.R.C. 1985, ch. N-7, dans sa version modifiée, et aux règlements pris en application de celle-ci;

RELATIVEMENT À la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (2012), L.C. 2012, ch. 19, dans sa version modifiée, et aux règlements pris en application de celle-ci;

RELATIVEMENT À une demande déposée par Oléoduc Énergie Est Ltée, à titre de commandité, au nom d'Energy East Pipeline Limited Partnership et de Canaport Energy East Marine Terminal Limited Partnership, visant l'obtention d'un certificat d'utilité publique et des approbations connexes aux termes des parties I, III et IV de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*;

ET RELATIVEMENT À une demande déposée par TransCanada PipeLines Limited et Oléoduc Énergie Est Ltée concernant la cession de certains actifs de pipeline de gaz naturel aux termes des parties I, IV et V de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*.

DEMANDES RELATIVES AU PROJET ÉNERGIE EST ET À LA CESSION D'ACTIFS DE TRANSCANADA PIPELINES LIMITED ET D'OLÉODUC ÉNERGIE EST LTÉE

Octobre 2014

Destinataire: Secrétaire
Office national de l'énergie
517 Dixième avenue S.O.
Calgary (Alberta)
T2R 0A8

DEMANDES RELATIVES AU PROJET ÉNERGIE EST ET À LA CESSION D'ACTIFS

Le projet Énergie Est (le « Projet » ou l'« Oléoduc Énergie Est ») est constitué d'un oléoduc d'environ 4 500 km destiné à transporter du pétrole brut en provenance de points de réception en Alberta et en Saskatchewan vers des points de livraison au Québec et au Nouveau-Brunswick, et vers un terminal maritime situé au Québec et un terminal maritime situé au Nouveau-Brunswick.

Le Projet inclut à la fois de nouveaux tronçons de pipeline et de nouvelles installations pipelinaires connexes et des installations pipelinières existantes qui seront cédées de TransCanada PipeLines Limited (« TransCanada ») à Oléoduc Énergie Est Ltée (« Énergie Est ») et converties afin de transporter du pétrole au lieu du gaz naturel.

Pour réaliser le Projet, TransCanada et Énergie Est doivent chacune obtenir des approbations aux termes de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (la « Loi sur l'ONÉ » ou la « Loi »), de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (la « LCÉE 2012 ») et de règlements connexes. La portée du Projet Énergie Est et les approbations demandées sont décrites dans les autres parties de la présente demande.

Demanderesses

1. Énergie Est est une société par actions constituée sous le régime de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*, est une « compagnie » au sens attribué à ce terme dans la Loi sur l'ONÉ, et elle est détenue en propriété indirecte par TransCanada. Énergie Est est le commandité agissant au nom d'Energy East Pipeline Limited Partnership (« Energy East LP »), et elle est un commandité de Canaport Energy East Marine Terminal Limited Partnership (« Canaport Energy East LP »).
2. Energy East LP sera propriétaire de la totalité des installations formant le Projet, à l'exception du terminal maritime de Canaport d'Énergie Est, qui sera la propriété de Canaport Energy East LP. Énergie Est, et une filiale en propriété conjointe de TransCanada et d'Irving Oil Company, Limited (Irving Oil) sont les commandités de Canaport Energy East LP.
3. TransCanada est une société prorogée sous le régime de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* et une « compagnie » au sens de la Loi.
4. TransCanada est propriétaire et exploitante d'un réseau de transport de gaz naturel qui commence à la frontière de l'Alberta et traverse la Saskatchewan, le Manitoba, l'Ontario et une partie du Québec et est connecté à divers pipelines canadiens et internationaux en aval (la « canalisation principale de TransCanada » ou la « canalisation principale »).
5. La canalisation principale de TransCanada est assujettie à la réglementation de l'Office national de l'énergie (l'« Office » ou l'« ONÉ »).

Cession d'actifs gaziers

6. TransCanada et Énergie Est ont conclu une entente prévoyant la cession à Énergie Est de certaines installations gazières (les « installations devant être converties ») de la canalisation principale de TransCanada (la « convention de cession »). Les actifs gaziers visés par cette convention incluent environ:
 - 940 km de la ligne des Prairies
 - 1 640 km de la ligne du nord de l'Ontario
 - 420 km de la ligne 1200-2, dans le raccourci de North Bay
7. Aux termes de la convention de cession, Énergie Est paiera à TransCanada, en contrepartie de la cession, une somme d'environ 1,5 milliard de dollars, incluant une prime de 500 millions de dollars par rapport à la valeur comptable nette (la « prime d'acquisition »). Les installations devant être converties seront cédées en deux étapes, soit le 31 mars 2016 et le 31 mars 2017.
8. Énergie Est et TransCanada souhaitent obtenir de l'Office des autorisations permettant la cession des actifs, conformément aux conditions énoncées dans la convention de cession et la présente demande (la « cession d'actifs »).

Demande concernant le Projet du réseau principal de l'Est

9. Dans une demande connexe et concomitante, mais distincte, TransCanada demande, aux termes de la partie III de la Loi sur l'ONÉ, une approbation afin de construire et d'exploiter de nouvelles installations de transport de gaz, dans le sud-est de l'Ontario, le long de la canalisation existante de Montréal. Désignées sous le nom de Projet du réseau principal de l'Est (« PRPE »), ces nouvelles installations de gazoduc sont nécessaires afin de permettre à TransCanada de continuer à s'acquitter de ses obligations en matière de services de transport fermes une fois que les actifs gaziers de la canalisation principale auront été cédés à Énergie Est.
10. La demande concernant le PRPE est subordonnée à l'approbation de la présente demande par l'Office. TransCanada construira le PRPE uniquement si la présente demande est approuvée selon des conditions jugées satisfaisantes par Énergie Est et TransCanada.

Oléoduc Énergie Est

11. L'Oléoduc Énergie Est est un réseau pipelinier projeté destiné au transport de pétrole brut d'une longueur d'environ 4 500 kilomètres devant relier un complexe d'approvisionnement en pétrole situé près d'Hardisty, en Alberta, à des installations de raffinage et de stockage de pétrole et à un terminal maritime existants situés près de Saint John, au Nouveau-Brunswick. Il est conçu pour transporter environ 175 000 m³/j (1,1 million b/j) de pétrole brut léger à lourd d'Hardisty et d'un point de

réception dans les Prairies, un nouveau terminal de réservoirs situé près de Moosomin, en Saskatchewan, jusqu'à des points de livraison situés à trois raffineries existantes dans l'est du Canada et deux nouveaux terminaux maritimes, soit un près de Cacouna, au Québec, et un autre près de Saint John, au Nouveau-Brunswick (le terminal maritime de Cacouna et le terminal maritime de Canaport d'Énergie Est, respectivement).

12. Le Projet comporte la construction et l'exploitation d'environ 1 600 km de nouveaux pipelines et d'installations pipelinières connexes, ainsi que la conversion, afin de transporter du pétrole au lieu du gaz, et l'exploitation d'environ 3 000 km de la canalisation principale de TransCanada.
13. Les nouveaux pipelines et les pipelines convertis, avec les installations connexes, forment l'Oléoduc Énergie Est. Aux termes d'une convention d'exploitation conclue avec TransCanada, TransCanada exploitera le pipeline et les installations connexes en tant que réseau intégré. Énergie Est a également conclu avec une filiale d'Irving Oil une convention d'exploitation relativement à l'exploitation du terminal maritime de Canaport d'Énergie Est.
14. L'Oléoduc Énergie Est est constitué principalement de conduites d'un diamètre nominal de 1 067 mm (NPS 42). Ce diamètre s'applique aux conduites suivantes:
 - tronçons nouveaux et convertis de la canalisation principale composés de huit segments qui ensemble créeront une connexion directe pour les expéditions de pétrole brut d'Hardisty, en Alberta à Saint John, au Nouveau-Brunswick (la « canalisation principale d'Énergie Est »);
 - canalisations latérales reliant la canalisation principale d'Énergie Est aux raffineries de pétrole existantes sur l'île de Montréal et près de Lévis, Québec (les latéraux de Montréal et de Lévis);
 - pipeline de connexion entre le terminal de réservoirs et le terminal maritime de Cacouna (connexion de Cacouna);
 - tronçon d'environ 9 km de la canalisation principale servant à modifier le tracé pour les besoins de la conversion.

Les conduites suivantes font exception au diamètre de 1 067 mm (NPS 42):

- latéral reliant un centre d'approvisionnement en pétrole existant près de Cromer, au Manitoba, et le point de réception des Prairies, qui est constitué d'une conduite de 406 mm (NPS 16) (latéral de Cromer);
- pipelines d'interconnexion entre les installations du terminal de réservoirs et du terminal maritime, nouvelles et existantes, près de Saint John, qui est constituée de conduites de 914 mm (NPS 36) (connexion de Saint John).

15. Par souci de commodité et pour les besoins de l'exploitation future, la canalisation principale d'Énergie Est est divisée en huit tronçons de canalisation principale intégrés qui sont subdivisés en 74 sections de pipeline.

D'ouest en est, les tronçons de canalisation principale sont les suivants:

- Tronçon de l'Alberta (nouveau)
- Tronçon des Prairies (converti)
- Tronçon de l'ouest de l'Ontario (converti)
- Tronçon du nord de l'Ontario (converti)
- Tronçon du raccourci de North Bay (converti)
- Tronçon de l'est de l'Ontario (nouveau)
- Tronçon du Québec (nouveau)
- Tronçon du Nouveau-Brunswick (nouveau)

La majeure partie des sections de pipeline sont situées entre les stations de pompage de la canalisation principale, qui sont aménagées à des intervalles d'environ 65 km le long de la canalisation principale d'Énergie Est. Des cartes détaillées de l'Oléoduc Énergie Est, à des échelles de 1:50 000 et 1:200 000, sont jointes à la présente demande.

16. Le tronçon de l'Alberta est composé d'environ 284 km de nouvelle canalisation principale et de quatre stations de pompage. Il commence à un nouveau terminal de réservoirs situé dans le complexe Hardisty (terminal de réservoirs Hardisty D), qui inclura une station de pompage d'amorçage, et se termine à une station de régulation de la pression (station Burstall) qui sera adjacente à une station de compression existante de TransCanada, près de Burstall, en Saskatchewan, à environ 2 km de la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan.
17. Le tronçon des Prairies est composé d'environ 1 060 km de conduites converties de la canalisation principale et de 20 stations de pompage. Il commence à la station Burstall et se termine à une station de pompage (station de pompage Falcon Lake) qui sera adjacente à une station de compression existante de TransCanada, à environ 92 km à l'est de Sainte-Anne-des-Chênes, au Manitoba.
18. Le tronçon de l'ouest de l'Ontario est composé d'environ 730 km de conduites converties de la canalisation principale et de 11 stations de pompage. Il commence à la station de pompage Falcon Lake et se termine à une station de pompage devant être située à environ 17 km au nord-est de la ville fusionnée de Geraldton, en Ontario (station de pompage Geraldton).
19. Le tronçon du nord de l'Ontario est composé d'environ 785 km de conduites converties de la canalisation principale et de 12 stations de pompage. Il commence à la station de pompage Geraldton et se termine à une station de pompage située à environ 15 km au nord de North Bay, en Ontario (station de pompage North Bay).

20. Le tronçon du raccourci de North Bay est composé d'environ 431 km de conduites converties de la canalisation principale et de six stations de pompage. Il commence à la station de pompage North Bay et se termine à une station de pompage située à la jonction entre le raccourci de North Bay et la canalisation Montréal de TransCanada, à environ 6 km au nord-est d'Iroquois, en Ontario (station de pompage Iroquois).
21. Le tronçon de l'est de l'Ontario est composé d'environ 104 km de nouvelle canalisation principale et de deux stations de pompage. Il commence à la station de pompage Iroquois et se termine à la frontière entre l'Ontario et le Québec, à environ 18 km au sud de Lachute, au Québec.
22. Le tronçon du Québec est composé d'environ 693 km de nouvelle canalisation principale et de 11 stations de pompage. Il commence à la frontière entre l'Ontario et le Québec et se termine à la frontière entre le Québec et le Nouveau-Brunswick, à environ 24 km au nord-ouest d'Edmundston, au Nouveau-Brunswick.
23. Le tronçon du Nouveau-Brunswick est composé d'environ 407 km de nouvelle canalisation principale et de cinq stations de pompage. Il commence à la frontière entre le Québec et le Nouveau-Brunswick et se termine au site du terminal de réservoirs de Saint John, à environ 6 km au sud-est de Saint John, au Nouveau-Brunswick.
24. Plus de 500 nouvelles vannes seront nécessaires aux stations de pompage et le long des tronçons de la canalisation principale, des latéraux et des pipelines d'interconnexion afin d'isoler l'oléoduc, y compris à certains points de franchissement de cours d'eau et dans des zones écologiquement sensibles.
25. Énergie Est installera 72 nouvelles stations de pompage, soit 71 sur la canalisation principale et une sur un latéral.
26. Des terminaux de réservoirs seront nécessaires à deux points de réception de l'Oléoduc Énergie Est, soit à Hardisty D et au point de réception des Prairies, à Moosomin. À ces terminaux, le pétrole sera regroupé en lots avant d'être introduit dans l'oléoduc. Les terminaux seront dotés de réservoirs de stockage de pétrole d'une capacité nominale d'environ 55 600 m³ (350 000 barils). Jusqu'à 14 réservoirs seront installés à Hardisty D. Moosomin aura un maximum de trois réservoirs. Les réservoirs incluront des pompes de surpression, des conduites et des connecteurs de vanne, des systèmes de contrôle et des mesures de sécurité et de protection de l'environnement connexes qui seront intégrés dans leur conception.
27. Des terminaux de réservoirs seront nécessaires à deux points de livraison de l'Oléoduc Énergie Est, soit à Cacouna et à Saint John. À ces terminaux, les lots de pétrole seront regroupés avant d'être chargés dans des pétroliers amarrés aux terminaux maritimes connexes. Les terminaux de réservoirs seront dotés de réservoirs de stockage de pétrole de capacités nominales de 55 600 m³ (350 000 barils) et de

- 79 500 m³ (500 000 barils). Jusqu'à 12 réservoirs sont prévus à Cacouna. À Saint John, jusqu'à 12 réservoirs desserviront le nouveau terminal maritime et le terminal de réservoirs existant d'Irving à Canaport. Les réservoirs incluront des pompes de surpression, des conduites et des connecteurs de vanne, des systèmes de contrôle et des mesures de sécurité et de protection de l'environnement connexes.
28. Le terminal maritime de Cacouna sera situé dans le port existant de Gros Cacouna, à environ 5 km de Cacouna, au Québec. Le nouveau terminal sera conçu pour charger des pétroliers des classes Aframax, d'une capacité d'environ 110 000 m³ (700 000 barils) de pétrole et Suezmax, d'une capacité d'environ 175 000 m³ (1,1 million de barils). Une jetée sur chevalets reliera les installations terrestres à deux postes d'amarrage marins. Chaque poste d'amarrage sera doté d'une plateforme de chargement connectée à un collecteur équipé de trois conduites de 406 mm (NPS 16) alimentant des bras de chargement du pétrole dédiés. Le terminal sera doté d'un système de gestion de la vapeur.
29. Le terminal maritime de Canaport d'Énergie Est sera situé à environ 2 km du terminal maritime existant d'Irving à Canaport. Le nouveau terminal sera conçu pour charger des pétroliers des classes Suezmax, d'une capacité d'environ 175 000 m³ (1,1 million de barils), et des très gros transporteurs de brut (« TGTB »), d'une capacité d'environ 350 000 m³ (2,2 millions de barils). Une jetée sur chevalets reliera les installations terrestres à deux postes d'amarrage marins. Chaque poste d'amarrage sera doté d'une plateforme de chargement connectée à un collecteur équipé de quatre conduites de 406 mm (NPS 16) alimentant des bras de chargement du pétrole dédiés. Le terminal sera doté d'un système de gestion de la vapeur.
30. Des installations de comptage de transfert de propriété seront nécessaires au terminal de réservoirs Hardisty D et à la station de pompage Cromer afin de mesurer le pétrole entrant dans l'Oléoduc Énergie Est.
31. Pour mesurer les livraisons de pétrole sortant de l'Oléoduc Énergie Est, des installations de comptage de transfert de propriété seront installées aux terminaux de réservoirs de Cacouna et de Saint John et aux stations de comptage aux points de livraison indépendants, qui seront situées aux terminaux des latéraux de Montréal et de Lévis.
32. Des mesures de régulation de la pression et de protection contre la surpression seront intégrées dans la conception des terminaux de réservoirs, des stations de pompage, des terminaux maritimes et des stations de comptage aux points de livraison. La station de Burstall sera installée au branchement entre les tronçons de l'Alberta et des Prairies, où la pression maximale d'exploitation passera de 8 450 kPa dans la nouvelle canalisation à 6 065 kPa dans la canalisation convertie.
33. Le Projet doit faire l'objet d'une évaluation environnementale aux termes de la Loi sur l'ONÉ, et il est assujéti à la LCÉE 2012. Comme l'oléoduc proposé fait plus de

-
- 40 km et sera réglementé par l'Office, le Projet est un « projet désigné » aux termes du *Règlement désignant les activités concrètes* (octobre 2013).
34. Afin de respecter le calendrier de construction et de mise en service progressive du Projet, des dispenses du processus relatif au tracé détaillé sont demandées dans le cadre de la présente demande relativement à ce qui suit:
- les activités et travaux nécessaires pour convertir les actifs gaziers de TransCanada au transport du pétrole;
 - les stations de pompage situées dans les tronçons à convertir de la canalisation principale d'Énergie Est - soit les tronçons des Prairies, de l'ouest de l'Ontario et du nord de l'Ontario et du raccourci de North Bay;
 - les terminaux de réservoirs Hardisty D et Saint John et les installations connexes.
35. Des infrastructures temporaires seront nécessaires avant et pendant la construction de l'oléoduc et des installations. Les infrastructures liées aux travaux de construction sont généralement aménagées dans des aires de travail temporaires et incluent des chemins d'accès, des sites d'entreposage et de dépôt, des sites d'emprunt et carrières, des aires de stockage, des entrepôts et des baraquements. Les travaux liés aux infrastructures temporaires doivent commencer au deuxième trimestre de 2016, et une dispense du processus concernant le tracé détaillé est demandée dans le cadre de la présente demande.
36. Les travaux et les installations à l'égard desquels des dispenses du processus relatif au tracé détaillé sont demandées ne seront réalisés ou aménagés que sur des terres pour lesquelles les droits fonciers requis ont été obtenus et seulement après qu'un certificat d'utilité publique (un « certificat » ou un « CUP ») aura été délivré relativement au Projet dans son ensemble et que les conditions applicables auront été respectées. Les plans de protection de l'environnement sont fournis avec la présente demande et seront mis en œuvre à l'égard des travaux dispensés du processus relatif au tracé détaillé.
37. Afin de respecter les obligations en matière de services de transport fermes, des dates de mise en service progressive du Projet sont prévues au quatrième trimestre de 2018.
38. Le coût du Projet est estimé à environ 14,4 milliards de dollars, incluant une provision pour fonds utilisés durant la construction et le coût d'acquisition des actifs gaziers de TransCanada. Avant la provision, le coût estimé est de 12,8 milliards de dollars.

Objet et justification

39. Le Projet repose sur des contrats de transport de 20 ans relatifs à l'Oléoduc Énergie Est qui totalisent environ 144 000 m³/j (905 000 b/j). Ces engagements, sous la forme

- d'ententes de services de transport exécutoires, démontrent l'appui commercial dont bénéficie le Projet et le besoin d'un accès accru au marché pour le pétrole brut de l'Ouest canadien.
40. Le Projet est étayé par les prévisions concernant l'offre et le marché du pétrole brut, qui indiquent que l'augmentation de l'approvisionnement provenant de l'Ouest canadien nécessitera un accès à de nouveaux marchés diversifiés et qu'une capacité de transport supplémentaire sera requise à partir de l'Ouest canadien. L'approvisionnement et la demande du marché prévus, conjugués aux importants engagements contractuels sous-jacents, indiquent que les installations visées par la présente demande seront utilisées et utiles pendant leur durée de vie économique.
41. Le Projet permettra l'expansion et la diversification en temps opportun des marchés pour le pétrole canadien, sans incidence défavorable sur les expéditeurs qui utilisent la canalisation principale de TransCanada. En effet, les installations du PRPE permettront à TransCanada de continuer de respecter ses obligations en matière de services fermes, et la prime d'acquisition de 500 millions de dollars servira à réduire la base tarifaire de la canalisation principale dans le triangle de l'Est.

Services et droits de transport

42. La méthode proposée d'établissement des droits pour les expéditeurs avec lesquels des contrats sont conclus reflète les modalités des ententes de transport négociées. Les droits établis au moyen de cette méthode seront utilisés pour déterminer les droits maximaux applicables aux expéditeurs qui n'ont pas de contrat de transport à long terme.

Contenu de la demande

43. La présente demande fournit l'information requise pour déterminer s'il y a lieu de délivrer un certificat d'utilité publique et d'autres approbations, conformément aux parties I, III, IV et V de la Loi sur l'ONÉ et à ce qui est prévu au Guide de dépôt de l'Office national de l'énergie (le « Guide de dépôt »). Elle fournit également l'information requise aux termes du paragraphe 19(1) de la LCÉE 2012.

Documents à l'appui

44. À l'appui de la présente demande, Énergie Est et TransCanada fournissent l'information qui y est jointe et se fondent sur celle-ci, ainsi que sur toute information supplémentaire qu'elles pourraient déposer, selon ce qui est exigé ou permis par l'Office.

Mesures demandées

45. Énergie Est demande que l'Office:
- a. lui accorde l'autorisation aux termes de l'alinéa 74(1)b) de la Loi d'acheter des actifs gaziers de TransCanada;
 - b. délivre, en vertu de l'article 52 de la Loi, un certificat autorisant:
 - (i) la construction et l'exploitation du nouvel oléoduc et des installations pipelinières connexes;
 - (ii) l'exploitation de l'oléoduc converti et des installations pipelinières connexes;
 - c. délivre, en vertu de l'article 43 du *Règlement de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres* (« RPT »), une ordonnance approuvant la modification du service, qui passera du transport de gaz au transport de pétrole;
 - d. délivre, en vertu de l'article 58 de la Loi, une ordonnance accordant une dispense des dispositions des paragraphes 31c) et 31d) et de l'article 33 relativement:
 - (i) aux actifs gaziers transférés et aux activités connexes requises pour convertir ces actifs afin de transporter du pétrole;
 - (ii) aux terminaux de réservoirs et aux installations connexes à Hardisty, en Alberta, et à Saint John, au Nouveau-Brunswick;
 - (iii) aux stations de pompage et aux installations connexes situées le long des tronçons à convertir;
 - (iv) aux infrastructures temporaires liées à la construction;
 - e. délivre, en vertu du paragraphe 45(1) de la Loi, une ordonnance approuvant les modifications aux plans, profils et livres de renvoi approuvés pour les parties des actifs de TransCanada cédés et convertis dont le tracé doit être modifié;
 - f. délivre, en vertu de l'article 44 du RPT, une ordonnance autorisant la désactivation d'une conduite existante d'un diamètre nominal de 914 mm (NPS 36) traversant la rivière Assiniboine;
 - g. au besoin, délivre, en vertu de l'article 45.1 du RPT, une ordonnance autorisant la désaffectation des actifs gaziers de TransCanada cédés qui ne seront pas nécessaires pour transporter du pétrole après la conversion;
 - h. délivre, en vertu des paragraphes 48(2.1) et 48(2.2) de la Loi, une ordonnance soustrayant certaines canalisations accessoires de l'application de l'article 17 du RPT.

- i. délivre, en vertu de l'article 59 de la partie IV de la Loi, une ordonnance approuvant la méthode d'établissement des droits négociés pour les services de transport de pétrole décrits dans la présente demande;
 - j. délivre, en vertu du paragraphe 129 (1.1) de la Loi, une ordonnance exemptant Énergie Est de l'application du paragraphe 15(4) du *Règlement de normalisation de la comptabilité des oléoducs* (« RNCO »), ce qui aurait pour effet d'autoriser l'achat, au prix convenu, des actifs gaziers de la canalisation principale de TransCanada;
 - k. délivre, en vertu de l'article 59 de la Loi, une ordonnance approuvant l'inclusion du montant du prix de la cession des installations devant être converties dans le prix de l'installation pétrolière en construction d'Énergie Est à la date de la cession et, ultérieurement, dans la base tarifaire d'Énergie Est (installation pétrolière en service) au début de l'exploitation de l'Oléoduc Énergie Est aux fins du transport de pétrole brut;
 - l. délivre, en vertu du paragraphe 129(1.1) de la Loi, une ordonnance exemptant Énergie Est de l'obligation de déposer des rapports de surveillance financière ainsi que des exigences du RNCO prévoyant le dépôt des taux de dépréciation, compte tenu de la nature négociée des droits d'Énergie Est;
 - m. accorde toute autre mesure qu'Énergie Est peut demander et que l'Office peut juger appropriée.
46. TransCanada demande que l'Office:
- a. l'autorise, en vertu de l'alinéa 74(1)a) de la Loi, à vendre à Énergie Est certains actifs gaziers de la canalisation principale de TransCanada;
 - b. délivre, en vertu du paragraphe 129 (1.1) de la Loi, une ordonnance exemptant TransCanada de l'application du paragraphe 15(4) du *Règlement de normalisation de la comptabilité des gazoducs* (« RNCG »), ce qui aurait pour effet d'autoriser la vente, au prix convenu, des actifs gaziers de la canalisation principale de TransCanada;
 - c. délivre, en vertu de l'article 40 du RNCG, une ordonnance approuvant le traitement comptable proposé pour la vente des actifs gaziers de la canalisation principale de TransCanada;
 - d. délivre, en vertu de l'article 59 de la Loi, une ordonnance approuvant la réduction de la base tarifaire de la canalisation principale du montant du prix de cession convenu;

- e. délivre, en vertu de l'article 21 de la Loi, une ordonnance autorisant la modification des certificats et ordonnances existants de TransCanada afin de retirer les installations devant être converties;
- f. accorde toute autre mesure que TransCanada peut demander ou que l'Office peut juger appropriée.

Le tout respectueusement soumis,

Calgary, Alberta
Le 30 octobre 2014

Oléoduc Énergie Est Ltée et TransCanada PipeLines Limited

Kristine L. Delkus
Vice-présidente directrice et chef du contentieux

Veillez faire parvenir les communications concernant la présente demande à:

Adrienne Menzies
Directrice – Demandes relatives aux
installations
Services réglementaires
TransCanada PipeLines Limited
450 – 1 St SW
Calgary (Alberta) T2P 5H1

Tél.: 403-920-5364
Télé.: 403-920-2347
Courriel: adrienne_menzies@transcanada.com

C. Kemm Yates, c.r.
Blake, Cassels & Graydon S.E.N.C.R.L./s.r.l.
855 – 2nd Street SW, Suite 3500
Calgary (Alberta) T2P 4J8

Tél.: 403-260-9667
Télé.: 403-663-2297
Courriel: kemm.yates@blakes.com

Elizabeth Swanson
Directrice - Affaires juridiques et réglementaires
TransCanada PipeLines Limited
450 – 1 St SW
Calgary (Alberta) T2P 5H1

Tél.: 403-920-6209
Télé.: 403-920-2310
Courriel: elizabeth_swanson@transcanada.com

Wendy M. Moreland
Blake, Cassels & Graydon S.E.N.C.R.L./s.r.l.
855 – 2nd Street SW, Suite 3500
Calgary (Alberta) T2P 4J8

Tél.: 403-260-9733
Télé.: 403-663-2297
Courriel: wendy.moreland@blakes.com

1.0 SOMMAIRE

Le Projet Énergie Est est un pipeline d'environ 4 500 km destiné au transport du pétrole brut des points de réception en Alberta et en Saskatchewan aux points de livraison au Québec et au Nouveau-Brunswick et à deux nouveaux terminaux maritimes qui seront construits dans le cadre du Projet, un au Québec et l'autre au Nouveau-Brunswick.

1.1 DESCRIPTION DU PROJET

Le Projet comprend la construction d'environ 1 500 km de nouvelles canalisations et des installations connexes dont des latéraux, des pipelines de raccordement, des terminaux de réservoirs et des terminaux maritimes. Il comprend également la conversion d'environ 3 000 km du gazoduc actuel de la canalisation principale de TransCanada qui sera cédé à Énergie Est et adapté au transport de pétrole.

L'Oléoduc Énergie Est est conçu pour transporter jusqu'à 175 000 m³/j (1,1 million b/j) de pétrole brut léger à lourd. Le coût en capital estimatif du Projet est de 14,4 G\$, ce qui comprend la provision pour fonds utilisés durant la construction et les coûts d'acquisition des actifs de la canalisation principale de TransCanada. Les dates de l'entrée en service progressive devraient s'échelonner au cours du quatrième trimestre de 2018.

1.2 NORME DE L'INTÉRÊT PUBLIC

L'intérêt public est la norme réglementaire générale qui est appliquée par l'Office aux demandes d'approbation relatives à la construction d'installations et aux demandes d'autorisation relatives à la cession et à la conversion d'installations. La raison d'être de l'Office est de réglementer, dans l'intérêt public, les pipelines, la mise en valeur des ressources énergétiques et le commerce de l'énergie. L'objectif de l'intérêt public de l'Office prend sa source dans la Loi sur l'ONÉ. Interprétant son mandat légal, l'Office a déclaré ce qui suit :

L'intérêt public englobe les intérêts de tous les Canadiens et Canadiennes; il s'agit d'un équilibre des intérêts économiques, environnementaux et sociaux qui change en fonction de l'évolution des valeurs et des préférences de la société. À titre d'organisme de réglementation, 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 décision¹.

¹ Motifs de décision OH-1-2009 de l'Office national de l'énergie, TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd. (Keystone XL), page 78.

Dans la présente demande, Énergie Est et TransCanada fournissent de l'information démontrant que le Projet satisfait à la norme de l'intérêt public et devrait donc être approuvé par l'Office.

1.3 NÉCESSITÉ DU PROJET

Le Projet répond au souhait de relier l'approvisionnement croissant de pétrole brut dans l'Ouest canadien aux nouveaux marchés pour cet approvisionnement. Les marchés pour le pétrole qui sera transporté dans l'Oléoduc Énergie Est comprennent des raffineries au Québec et au Nouveau-Brunswick ainsi que dans le Nord-Est des États-Unis, la côte du golfe du Mexique aux États-Unis et, possiblement, des marchés d'outremer comme l'Europe et l'Inde. La production canadienne pourra avoir accès à des marchés autres que le Québec et le Nouveau-Brunswick en raison de l'accès à la mer créé par les terminaux maritimes au Québec et au Nouveau-Brunswick.

Le Projet procure des avantages aux producteurs de pétrole brut en augmentant l'accès à des marchés, en diversifiant davantage les marchés et en améliorant les rentrées nettes découlant de l'élimination de l'actualisation du prix qui s'est produite en raison de la capacité de réception inadéquate des pipelines pour la production provenant du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC). Les consommateurs de pétrole brut profiteront de l'Oléoduc Énergie Est en raison de la création d'une option de transport à un coût inférieur pour livrer le pétrole brut canadien, d'un approvisionnement plus diversifié et plus sécuritaire et de la capacité de réduire les importations d'outre-mer.

Les solides données fondamentales du marché qui étayent le Projet sont raffermies et confirmées par des ententes de service de transport de 20 ans visant 144 000 m³/j (905 000 b/j), soit plus de 80 % de la capacité de l'oléoduc. Les expéditeurs d'Énergie Est ont convenu de payer des droits pour se servir de l'Oléoduc Énergie Est, calculés selon la méthode de conception des droits négociés prévue dans les ententes de service de transport et décrite dans la demande. Selon les droits indicatifs déposés avec la demande, l'engagement financier global pris par les expéditeurs d'Énergie Est est de l'ordre de 27 G\$ sur la durée de 20 ans des ententes de service de transport.

1.4 AVANTAGES ÉCONOMIQUES

L'Oléoduc Énergie Est procurera des avantages considérables à l'industrie du pétrole de l'Ouest canadien et aux économies canadienne, provinciales et locales. Plus particulièrement, le Projet devrait entraîner l'emploi d'environ 217 000 équivalents temps plein pendant les étapes de développement et d'exploitation. Les effets totaux estimatifs sur le produit intérieur brut (PIB) au Canada entre 2013 et 2038 devraient s'élever à 36,4 G\$.

L'augmentation des recettes de l'État provenant de la construction et de l'exploitation du Projet Énergie Est au cours des 20 premières années est estimée à 2,9 G\$. En outre, on s'attend à des paiements d'impôt sur le revenu et de redevances d'environ 59 G\$ aux niveaux fédéral et provinciaux en raison des rentrées nettes plus élevées pour les producteurs de pétrole. La hausse des recettes tirées de l'impôt foncier devrait avoisiner 48 M\$ par année en Alberta, au Manitoba, au Nouveau-Brunswick, en Ontario, au Québec et en Saskatchewan, collectivement. On s'attend également à ce que des avantages soient créés tout le long du corridor d'Énergie Est, dont d'importants avantages pour l'Ontario et le Québec.

1.5 CESSION D'INSTALLATIONS GAZIÈRES ET PROJET DU RÉSEAU PRINCIPAL DE L'EST

La cession par TransCanada à Énergie Est d'environ 3 000 km d'un gazoduc qui fait partie actuellement de la canalisation principale de TransCanada (installations faisant l'objet de la conversion) constitue un élément fondamental du Projet. Les installations faisant l'objet de la conversion comprennent des portions des lignes des Prairies, du Nord de l'Ontario et du raccourci de North Bay.

Il existe à l'heure actuelle une capacité sur la ligne des Prairies et la ligne du Nord de l'Ontario et sur le raccourci de North Bay qui n'est pas requise pour le service de transport du gaz naturel visé par contrat ferme. Le Projet permet que certaines des installations relatives à cette capacité, c'est-à-dire les installations faisant l'objet de la conversion, soient converties en un service supérieur et amélioré de transport du pétrole, tandis que les besoins relatifs au transport ferme du gaz dans le triangle de l'Est sont satisfaits par la construction de nouvelles installations sur la ligne de Montréal.

La cession et l'adaptation des installations faisant l'objet de la conversion dans le cadre de l'Oléoduc Énergie Est permettent de donner suite au Projet de façon économique et dans les délais requis pour répondre aux demandes de service tout en évitant les effets environnementaux et socioéconomiques qui seraient associés à un projet entièrement nouveau.

La cession d'actifs permet à TransCanada de retirer le pipeline du service fourni par la canalisation principale. Dans le cas de la partie des installations faisant l'objet de la conversion qui est située sur les lignes des Prairies et du Nord de l'Ontario, la capacité sera suffisante sur chacun de ces pipelines après la cession pour satisfaire aux besoins prévus de service des sociétés gazières.

Dans le cas de la partie des installations faisant l'objet de la conversion qui est située sur le raccourci de North Bay, la cession entraîne une insuffisance prévue de la capacité gazière nécessaire pour satisfaire aux besoins contractuels fermes prévus après la cession. Par conséquent, au moyen d'une demande distincte mais déposée

simultanément, TransCanada demande l'autorisation de construire le projet du réseau principal de l'Est, qui augmentera la capacité de la ligne de Montréal pour respecter les obligations de service ferme après la cession. L'approbation du PRPE est demandée sous condition, et il sera donné suite au PRPE seulement si le Projet Énergie Est est approuvé à des conditions satisfaisantes pour Énergie Est et TransCanada.

L'analyse que fait TransCanada de l'incidence nette de la cession des installations faisant l'objet de la conversion et de la construction du PRPE est que l'effet combiné sera un avantage estimatif pour les expéditeurs de la canalisation principale de plus de 900 M\$ compte tenu de la valeur actualisée nette (VAN) calculée jusqu'en 2030. Sur ce montant, l'avantage de la VAN pour les expéditeurs de la canalisation principale dans le triangle de l'Est, où le PRPE sera construit, est estimé à 500 M\$ calculé sur la même période.

Le prix de cession convenu entre TransCanada et Énergie Est pour les installations faisant l'objet de la conversion reflète la valeur comptable nette (VCN) des installations faisant l'objet de la conversion et d'une prime de 500 M\$ (prime d'acquisition). TransCanada affectera la prime d'acquisition à la réduction de la base tarifaire de la canalisation principale dans le triangle de l'Est à l'avantage des expéditeurs du triangle de l'Est. Les expéditeurs d'Énergie Est ont convenu que la moitié de la prime d'acquisition sera comprise comme un coût aux fins de calculer les droits d'Énergie Est pendant la durée des ententes de service de transport, tandis qu'Énergie Est a convenu d'assumer le risque de récupération du solde par la suite.

1.6 PARTICIPATION DES PARTIES PRENANTES ET ENGAGEMENT DES AUTOCHTONES

Initialement, les parties prenantes de l'Oléoduc Énergie Est ont été identifiées en fonction de leur proximité avec le Projet ou de leur intérêt environnemental, économique ou social. D'autres parties prenantes ont été ajoutées grâce au processus de participation ou d'engagement. Les activités de participation ou d'engagement avec les parties intéressées se poursuivent, et se poursuivront pendant toutes les étapes de la réglementation et de la construction du Projet, en mettant l'accent principalement sur les réponses aux questions ou aux préoccupations et le suivi avec les parties prenantes déjà engagées. Lorsque le Projet sera en exploitation, des échanges continus se poursuivront conformément au programme de sensibilisation du public de TransCanada.

Le programme d'engagement des Autochtones pour le Projet s'inspire de la politique relative aux relations avec les Autochtones de TransCanada et vise à aider Énergie Est à développer le Projet de la manière suivante : en déterminant les incidences possibles du Projet sur l'utilisation actuelle des terres à des fins traditionnelles; en identifiant les interactions possibles avec des sites d'importance culturelle et historique dans la zone du Projet; en obtenant des connaissances locales et

traditionnelles sur la zone du Projet; en élaborant des mesures adéquates, notamment d'atténuation, afin de réduire ou d'adresser par ailleurs les effets possibles du Projet; et en identifiant les effets socioéconomiques potentiels et les possibilités adaptées d'amélioration des avantages du Projet. Énergie Est a identifié au total sur l'ensemble du Projet 158 communautés et organisations des Premières Nations et des Métis et a entrepris des échanges avec elles. Les activités d'engagement continuent pendant qu'Énergie Est poursuit le processus d'identification des effets potentiels et de conception des mesures d'atténuation adéquates ainsi que le partage d'information sur les possibilités et la capacité de passation de contrats à l'échelle locale et les initiatives d'investissement dans les communautés.

1.7 SANTÉ, SÉCURITÉ ET ENVIRONNEMENT

Une évaluation des effets environnementaux et socioéconomiques (ÉES) est fournie avec la présente demande. L'ÉES conclut que la vaste majorité des effets résiduels et cumulatifs du Projet ne sont pas importants (en raison partiellement du fait que le Projet utilise et convertit environ 3 000 km d'installations de gazoduc existantes plutôt que d'entreprendre la construction de nouvelles installations sur toute sa longueur). L'ÉES sera complétée par des renseignements et évaluations supplémentaires à mesure que ceux-ci deviendront disponibles.

Énergie Est accepte les conclusions de l'ÉES jusqu'à maintenant et respectera toutes les recommandations et les mesures d'atténuation énumérées en dernier ressort dans l'ÉES, notamment les plans de protection de l'environnement qui ont été élaborés pour le Projet (voir le volume 8 de l'ÉES).

Tant les nouvelles installations qui seront construites que les installations faisant l'objet de la conversion seront conçues, construites et exploitées de façon sécuritaire et fiable. Énergie Est se concentrera sur la gestion, l'atténuation et la réduction des dangers et des risques potentiels à la sécurité et à l'environnement. Des mesures de sécurité et de protection de l'environnement seront intégrées à la conception de l'oléoduc et des installations, y compris les terminaux maritimes, afin de prévenir et de réduire les risques d'accidents et de défaillances ainsi que toutes les incidences défavorables en découlant.

L'approche d'Énergie Est en matière de conception, de construction et d'exploitation aidera à faire en sorte que le Projet respecte ou dépasse les normes, les spécifications et les pratiques exemplaires du secteur. Lorsque la conception et la construction de l'Oléoduc Énergie Est seront complétées, Énergie Est appliquera le système de gestion intégrée de santé, de sécurité et d'environnement de TransCanada qui a été élaboré pour offrir une approche systématique et organisée afin d'assurer le respect de la gouvernance et des politiques en matière de santé, de sécurité et d'environnement.

1.8 CONCLUSION

L'Oléoduc Énergie Est créera un nouvel élément stratégique important d'infrastructure nationale d'intérêt public canadien, et ce, d'une façon respectueuse de l'environnement, efficiente du point de vue économique et opportune. Énergie Est et TransCanada demandent, par conséquent, à l'ONÉ les approbations requises pour mettre en œuvre le Projet à l'intérieur d'un délai qui permettra de respecter les dates proposées de mise en service.

2.0 APERÇU

Cet aperçu du Projet propose un résumé des renseignements concernant ce qui suit :

- historique et portée du Projet ainsi que son contexte réglementaire;
- faisabilité économique du Projet, incluant :
 - offre et marché de pétrole brut;
 - transport et droits;
 - financement;
- transfert d'installations de gaz naturel existantes requises pour le Projet;
- principales composantes et activités du Projet;
- questions relatives à la conception technique;
- estimations préliminaires des coûts et calendrier;
- systèmes de gestion et activités d'exploitation;
- engagement des Autochtones et participation des communautés;
- terrains et consultations auprès des propriétaires fonciers;
- évaluation environnementale et socioéconomique (ÉES);
- démantèlement et cessation d'exploitation;
- contenu et organisation de la présente demande.

2.1 HISTORIQUE

En 2011, TransCanada a commencé à évaluer la faisabilité de transporter une plus grande quantité de pétrole brut à partir du BSOC vers d'importants marchés comme l'Est du Canada, la côte est des États-Unis, la côte américaine du golfe du Mexique, l'Europe et l'Asie. Des discussions préliminaires ont eu lieu avec d'éventuels expéditeurs de pétrole et, durant les mois suivants, TransCanada a élaboré un projet conceptuel qui envisageait diverses façons de le réaliser, incluant l'acquisition et la conversion possibles d'installations de gaz naturel existantes en vue de leur conversion au transport de pétrole brut.

Des discussions d'ordre commercial avec d'éventuels expéditeurs ont eu lieu en 2012 et au début de 2013 relativement aux points de livraison potentiels, aux délais, aux droits et aux modalités de service. À la suite de ces discussions, TransCanada, au nom d'Énergie Est, a annoncé en avril 2013 son intention de lancer un appel de soumissions exécutoires visant à obtenir des engagements fermes des parties intéressées. Au début du mois d'août 2013, TransCanada a annoncé que l'appel de soumissions avait généré suffisamment d'engagements de transport à long terme pour aller de l'avant avec un projet.

2.2 PORTÉE

Le Projet Énergie Est nécessite un réseau de pipelines partant de l'Alberta, traversant les provinces des Prairies et le nord de l'Ontario, pour atteindre le Québec et le Nouveau-Brunswick. L'existence d'installations de gaz naturel qui ne sont pas requises pour le service de transport de gaz aux termes de contrats fermes représente une occasion de réaffecter ces installations et de concrétiser le Projet d'une manière économiquement réalisable, respectueuse de l'environnement et relativement rapide.

La portée du Projet, telle qu'elle est présentée dans le cadre de la présente demande, comprend :

- l'achat et la conversion d'environ 3 000 km d'installations de gaz naturel existantes de TransCanada;
- la construction et l'exploitation d'environ 1 500 km de nouvelles installations pétrolières ainsi que des canalisations latérales et des pipelines d'interconnexion, des stations de pompage et de stations de comptage de transfert de propriété;
- la construction et l'exploitation de quatre terminaux de réservoirs de stockage de pétrole et de deux nouveaux terminaux maritimes.

Pour de plus amples renseignements concernant la portée du Projet, voir la section 2.6, Principales composantes du Projet.

Selon le concept, l'Oléoduc Énergie Est permettra à Énergie Est de transporter à concurrence d'environ 175 000 m³/j (1,1 million b/j) de l'approvisionnement en pétrole brut croissant produit dans l'Ouest du Canada vers les raffineries de l'est du pays. Ces raffineries sont historiquement très dépendantes de pétrole importé. Les terminaux maritimes offriront une plus grande diversité de marchés pour ce pétrole brut en améliorant l'accès aux marchés américain et étranger.

Les premières livraisons via l'Oléoduc Énergie Est sont prévues pour le quatrième trimestre de 2018.

2.3 CONTEXTE ET NORME RÉGLEMENTAIRES

2.3.1 Oléoduc Énergie Est Ltée

L'Oléoduc Énergie Est sera un ouvrage fédéral assujéti aux règlements de l'ONÉ pour la durée de son cycle de vie, de la planification et la conception, en passant par la construction et l'exploitation, jusqu'à la cessation d'exploitation.

Énergie Est doit obtenir diverses autorisations pour le Projet en vertu des parties I, III, IV et V de la Loi sur l'ONÉ. Cette demande a pour objectif d'obtenir les approbations requises pour la construction et l'exploitation de l'Oléoduc Énergie Est.

De plus, Énergie Est aura besoin de divers permis et diverses autorisations en vertu des lois fédérales et provinciales pour des activités accessoires, mais nécessaires à la construction et à l'exploitation de l'Oléoduc Énergie Est. On s'attend à ce que ces permis et autorisations qui ne relèvent pas de l'ONÉ soient obtenus, au besoin, à temps pour respecter le calendrier de construction et les dates prévues de mise en service du Projet. Énergie Est tiendra l'Office au courant des progrès et de la réception de ces approbations.

Pour de plus amples renseignements sur les approbations de l'ONÉ demandées par Énergie Est, consulter le Volume 1 : Demandes relatives au Projet Énergie Est et à la cession d'actifs, et le Volume 2 : Ventes et achat des actifs reliés à la canalisation principale (Demande en vertu de l'article 74).

Les permis et autorisations réglementaires principaux qui ne relèvent pas de l'ONÉ, ainsi qu'un calendrier préliminaire de leur réception, sont énumérés à la section 2.14 du volume 7 : Approbations réglementaires requises pour la construction.

2.3.2 TransCanada PipeLines Limited

TransCanada devra obtenir diverses approbations en vertu des parties I, IV et V de la Loi sur l'ONÉ, incluant l'autorisation par l'ONÉ de vendre certains actifs existants de gaz naturel de la canalisation principale de TransCanada (des sections des lignes 100-3 et 100-4 des lignes des Prairies et du Nord de l'Ontario ainsi que l'ensemble de la ligne 1200-2 du raccourci de North Bay).

De plus, dans une demande connexe distincte mais concomitante, TransCanada demande l'autorisation, en vertu de la partie III de la Loi sur l'ONÉ, d'aménager de nouvelles installations de gaz naturel le long de sa canalisation existante de Montréal dans le sud-est de l'Ontario (Projet du réseau principal de l'Est ou PRPE). Ces installations, situées là où la demande régionale en gaz naturel est la plus forte, permettront à TransCanada de continuer à répondre à ses obligations de services fermes, ainsi que d'accepter de nouvelles demandes de service fermes après la cession des actifs gaziers à Énergie Est.

2.3.3 Norme réglementaire

La norme réglementaire applicable est l'intérêt public.

L'Office est un organisme fédéral indépendant créé par une loi du Parlement du Canada pour réglementer les aspects internationaux et interprovinciaux des secteurs du pétrole, du gaz et de l'électricité. Elle stipule que *sa raison d'être est de*

*réglementer, dans l'intérêt public canadien, les pipelines, la mise en valeur des ressources énergétiques et le commerce de l'énergie.*¹ (*c'est nous qui soulignons*)

L'objectif de l'intérêt public de l'Office est fondé sur son *mandat* établi par la loi. Par exemple, l'alinéa 12(1)b) de la partie I de la Loi sur l'ONÉ énonce la vaste compétence de l'Office de rendre des ordonnances dans l'intérêt public :

Compétence

12. (1) L'Office a compétence exclusive pour examiner, entendre et trancher les questions soulevées par tout cas où il estime :...

b) soit que les circonstances peuvent l'obliger, *dans l'intérêt public*, à prendre une mesure — ordonnance, instruction, autorisation, sanction ou approbation — qu'en droit il est autorisé à prendre ou qui se rapporte à un acte que la présente loi ou ses règlements, un certificat, une licence ou un permis qu'il a délivrés, ou encore ses ordonnances ou instructions interdisent, sanctionnent ou exigent. (*c'est nous qui soulignons*)

Plusieurs autres articles de la Loi sur l'ONÉ font référence spécifiquement à l'intérêt public, mais il est évident que l'Office est d'avis que l'examen de l'intérêt public s'applique à toutes ses décisions.

Le chapitre 1 du Guide de dépôt, publié en 2004 et modifié plusieurs fois depuis, s'applique à toutes les demandes. L'article 1.1 du chapitre 1 stipule :

L'Office national de l'énergie ... *a pour raison d'être de promouvoir la sécurité, la sûreté, la protection de l'environnement et l'efficacité économique dans l'intérêt public canadien*, en s'en tenant au mandat que le Parlement lui a conféré au chapitre de la réglementation des pipelines, ainsi que de la mise en valeur et du commerce des ressources énergétiques. En conséquence, les sociétés ... doivent obtenir l'approbation de l'Office pour, entre autres :

- ajouter des installations, ou modifier ou cesser d'exploiter des installations existantes;
- exporter ou importer des produits pétroliers ou gaziers;
- établir des droits et des tarifs.

Le demandeur qui sollicite une approbation doit remettre des documents complets à l'Office. Avec ces documents, qu'il s'agisse d'une demande ou de

¹ Page d'accueil de l'Office national de l'énergie « Au sujet de l'Office et de sa gouvernance » : www.neb-one.gc.ca.

renseignements connexes, et que l'on désigne collectivement par l'expression « documents déposés », l'Office doit pouvoir :

- évaluer la contribution d'un projet au bien public et ses inconvénients éventuels;
- en peser les diverses conséquences;
- rendre une décision qui, entre autres, établit un équilibre des intérêts économiques, environnementaux et sociaux en présence à ce moment-là.²

Les tribunaux et les organismes de réglementation ont jugé qu'il n'existe pas de définition précise de ce qu'est l'intérêt public, ni de critères établis pour déterminer l'intérêt public qui pourraient s'appliquer à chaque situation. L'intérêt public n'est pas une question de droit ou de faits, mais plutôt une opinion qui comporte nécessairement l'accommodement d'intérêts conflictuels.

L'ONÉ a jugé que la Loi sur l'ONÉ accorde à l'Office beaucoup de latitude pour exercer ses pouvoirs, mais il doit en interpréter et appliquer les dispositions de manière à servir l'intérêt de la population canadienne.³ Il poursuit en décrivant la nature de l'intérêt public canadien de la manière suivante :

L'intérêt public englobe les intérêts de tous les Canadiens et Canadiennes; il s'agit d'un équilibre des intérêts économiques, environnementaux et sociaux qui change en fonction de l'évolution des valeurs et des préférences de la société. À titre d'organisme de réglementation, 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.⁴

Un ancien président de l'ONÉ a déclaré :

« [traduction] Bien qu'il n'existe pas de définition précise de l'intérêt public, il est clair que l'intérêt public englobe le concept du « plus grand bien pour le plus grand nombre ». ⁵

L'Office a constaté le « virage marqué dans la plupart des économies occidentales » dans les années 1980 et 1990 de l'influence accrue des forces du marché en place dans la prise de décision gouvernementale, entraînant le fait que la réglementation de l'énergie est maintenant un monde où les entreprises prennent les décisions

² Guide de dépôt, page 1-1. Voir également le Rapport annuel 2013 au Parlement de l'Office national de l'énergie, page 47.

³ Motifs de décision OH-1-2009 de l'Office national de l'énergie, TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd. (Keystone XL) page 78.

⁴ Ibid, citant les Motifs de décision GH-1-2006 de l'Office national de l'énergie, page 10.

⁵ *The Regulator's Role—Promoting the Public Interest, Notes for a Presentation* par M. Kenneth Vollman, président, Office national de l'énergie, Forum mondial sur la régulation de l'énergie, 24 mai 2000, Montréal, Québec.

d'investissement et où les gouvernements fixent les conditions dans lesquelles les investissements peuvent avoir lieu.⁶ Le virage était apparent dans les approbations fondées sur l'intérêt public de l'ONÉ pour des pipelines concurrents (y compris les pipelines Express, Alliance et Vector) dans l'évolution vers un marché du transport de l'énergie par pipeline au Canada qui se caractérise par la concurrence.⁷

Le dernier président de l'ONÉ a réitéré l'opinion de l'Office quant à son mandat d'intérêt public. Il a indiqué que l'intérêt public :

« [traduction] ...est quelque chose que l'ONÉ prend au sérieux et nous avons communiqué nos pensées sur celui-ci dans nos motifs de décision. »

Il a en outre noté :

« Depuis 1959, l'ONÉ est un tribunal quasi-judiciaire ayant un pouvoir indépendant de prendre des décisions dans le cadre de son mandat. Les législateurs de l'époque ont été visionnaires dans le libellé de la Loi en utilisant l'expression « dans l'intérêt public ».

À quoi fait référence la prise de décision dans l'intérêt public? L'ONÉ a défini l'« intérêt public » comme englobant les intérêts de tous les Canadiens et Canadiennes; il s'agit d'un équilibre des intérêts économiques, environnementaux et sociaux qui change en fonction de l'évolution des valeurs et des préférences de la société. À titre d'organisme de réglementation, l'Office pèse les conséquences pertinentes de ces intérêts lorsqu'il prend ses décisions.⁸

L'Office a explicitement déclaré qu'il a la responsabilité de « régler des droits pipeliniers dans l'intérêt public »⁹ et qu'il doit prendre en compte l'intérêt public général lorsqu'il prend ses décisions en vertu de la juridiction que lui confère la Partie IV de la Loi sur l'ONÉ, qui porte sur les droits et les tarifs.¹⁰

⁶ Ibid, page 1.

⁷ *The Future of Natural Gas Pipeline Regulation in Canada*, présenté à la conférence de 2000 sur le gaz naturel de l'Association Des Consommateurs Industriels De Gaz, Toronto, Ontario par Jean-Paul Théorêt, membre, Office national de l'énergie, 14 et 15 novembre 2000 (Discours de M. Théorêt).

⁸ Discours en novembre 2009 intitulé « *Réglementation de l'énergie au Canada - 50 ans dans l'intérêt public* », Gaétan Caron, président et premier dirigeant de l'Office.

⁹ Motifs de décision de l'Office national de l'énergie relativement à TransCanada PipeLines Limited, RH-4-91, Droits, mars 1992, à la page 28 de 66 en PDF. Voir également Motifs de décision de l'Office national de l'énergie Enbridge Pipelines Inc., RH-1-2005, Droits, (juin 2005).

¹⁰ Motifs de décision de l'Office national de l'énergie relativement à TransCanada PipeLines Limited, RH-1-88, Phase I, Droits, novembre 1988, à la page 8 de 104 en PDF.

Dans ce contexte, l'ONÉ a également déclaré explicitement que la norme réglementaire qui s'applique à une demande de transfert d'installations est celle de l'intérêt public. L'Office doit tenir compte de tous les facteurs pertinents à l'intérêt public, y compris, entre autres, les intérêts des expéditeurs, des producteurs et des consommateurs de gaz et de pétrole.¹¹ L'Office a en outre décidé que la norme n'est pas l'absence de préjudice pour les expéditeurs.¹² Il a également réitéré que les expéditeurs sur les pipelines n'ont pas un droit acquis¹³ d'être protégés contre des augmentations de coûts ni un droit à une capacité de réserve. Les expéditeurs ont droit au service pour lequel ils ont souscrit; ils n'ont pas droit à l'utilisation d'installations particulières.¹⁴

L'Office poursuit en exprimant son opinion que la réglementation devrait reproduire un contexte de concurrence et favoriser des actions et décisions qui améliorent l'efficacité ainsi que la concurrence et réagissent aux besoins du marché sans toutefois aller à l'encontre de l'intérêt public.¹⁵

Par conséquent, l'examen de l'intérêt public canadien est la norme prédominante que doit appliquer l'ONÉ dans sa décision d'approuver le Projet, y compris la construction, la cession et l'exploitation des installations de pipeline.

2.4 FAISABILITÉ ÉCONOMIQUE

2.4.1 Offre et marché du pétrole brut

Aux fins de la présente demande, Énergie Est a retenu les services d'un consultant externe indépendant, IHS inc. (IHS), afin de préparer un rapport sur les perspectives concernant l'offre en pétrole brut et le marché de pétrole brut et les enjeux associés pertinents au Projet.

Le rapport d'IHS estime que l'offre en pétrole brut à partir de l'Ouest du Canada augmentera, passant de 510 000 m³/j (3,2 millions b/j) en 2012 à 1 033 000 m³/j (6,5 millions b/j) d'ici 2030 et indique que les marchés existants de pétrole brut s'approchent du point de saturation. En plus de sa propre prévision, IHS fait référence à la prévision en matière de production de pétrole brut pour 2014 de l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP), qui est plus élevée que celle d'IHS. Les prévisions de l'ACPP et d'IHS indiquent que la croissance de l'offre en pétrole

¹¹ Décision MH-1-2006, Chapitre 6 : Point de vue de l'office sur le transfert et l'intérêt public, pages 61–62 et chapitre 2, pages 15–17.

¹² Décision MH-1-2006, page 16 : « L'application du critère proposé de l'absence de préjudice serait d'ailleurs contraire aux nombreuses décisions de l'Office et des tribunaux, lesquels ont statué que l'Office dispose d'un grand pouvoir discrétionnaire pour déterminer ce qui est pertinent dans l'exercice de son mandat ».

¹³ Décision MH-1-2006, page 56.

¹⁴ Décision MH-1-2006, pages 61–62.

¹⁵ Décision MH-1-2006, page 64.

de l'Ouest du Canada nécessitera l'accès à de nouveaux marchés diversifiés, incluant :

- le marché des raffineries du Québec, dont la capacité est de 64 000 m³/j (402 000 b/j) et qui importe actuellement 95 % de ses besoins en pétrole brut;
- le marché des raffineries du Canada atlantique, dont la capacité est de 66 000 m³/j (415 000 b/j) et qui importe actuellement 76 % de ses besoins en pétrole brut;
- le marché des raffineries de la région PADD I (côte est américaine) de la Petroleum Administration for Defence Districts (PADD), dont la capacité est de 211 000 m³/j (1,3 millions b/j) et qui importe actuellement 85 % de ses besoins en pétrole brut;
- le marché des raffineries de la région PADD III (côte américaine du Golfe du Mexique), accessible par pétrolier;
- le marché international des raffineries, incluant l'Europe et l'Inde.

Les analyses de l'offre et de la demande en pétrole indiquent qu'une plus grande capacité de transport du pétrole en provenance de l'Ouest du Canada est nécessaire. Cette conclusion est soutenue par les engagements fermes à long terme concernant le transport de pétrole de l'Oléoduc Énergie Est.

Pour consulter le rapport d'IHS, voir le Volume 3, Annexe Vol 3-4 : Étude de l'offre et du marché pour le Projet Énergie Est.

2.4.2 Modalités de transport et droits

Ce Projet repose sur des engagements de transport de 20 ans par l'Oléoduc Énergie Est qui totalisent environ 144 000 m³/j (905 000 b/j). Ces engagements sont présentés sous forme d'ententes fermes de services de transport. Ces ententes démontrent le soutien commercial du Projet, ainsi que le besoin d'accroître l'accès au marché. La méthodologie concernant les droits reflétée dans les ententes de services de transport a été négociée et offre aux expéditeurs en vertu d'engagements fermes la possibilité de profiter d'une certitude à l'égard des tarifs à long terme en matière d'expédition par l'Oléoduc Énergie Est. Sur cette capacité, 14 000 m³/j (90 000 b/j) seront réservés au service non visé par des engagements afin de satisfaire aux exigences réglementaires applicables aux transporteurs généraux. De plus, 14 000 m³/j (90 000 b/j) sont actuellement commercialisés à titre de capacité supplémentaire visée par des engagements.

Pour de plus amples renseignements, voir le Volume 3, Section 2 : Modalités de transport et droits (disponible en anglais seulement (Transportation Terms and Tolls)).

2.4.3 Financement

Le financement du Projet sera principalement assuré par TransCanada. TransCanada et sa société mère, TransCanada Corporation, sont en bonne position pour financer le programme actuel d'immobilisations de TransCanada, dont fait partie le Projet.

Pour de plus amples renseignements, voir le Volume 3, Section 4 : Financement (disponible en anglais seulement (Financing)).

2.5 CESSION D'ACTIFS GAZIERS

TransCanada et Énergie Est (en tant que commandité au nom d'Energy East Pipeline Limited Partnership) ont conclu une entente régissant la cession d'actifs gaziers appartenant à TransCanada, la convention de cession. En vertu de cette convention de cession, les actifs gaziers de TransCanada seront cédés par étapes en fonction du calendrier de construction d'Énergie Est, pour un prix total de cession d'environ 1,5 milliard de dollars. Le prix de cession équivaut à la valeur comptable nette des actifs cédés (environ 1 milliard de dollars) plus la prime d'acquisition de 500 M\$.

Les actifs gaziers de TransCanada à transférer (installations faisant l'objet de la conversion) consistent en des sections de trois lignes de la canalisation principale de TransCanada, constituées de ce qui suit :

- Ligne des Prairies — la ligne 100-4 et certaines sections de la ligne 100-3, comprenant 940 km de pipeline de 1 067 mm (NPS 42) allant de la vannes de la canalisation principale (VCP)-2 près de Burstall, en Saskatchewan, à la VCP-41, à l'est de Winnipeg, au Manitoba;
- Ligne du Nord de l'Ontario (LNO) — la ligne 100-4 et certaines sections de la ligne 100-3, comprenant 1 640 km de pipeline de 1 067 mm (NPS 42) allant de la VCP-41, à l'est de Winnipeg, au Manitoba, à la VCP-116, près de North Bay, en Ontario;
- Ligne du raccourci de North Bay — la ligne 1200-2, comprenant 420 km de pipeline de 1 067 mm (NPS 42), allant de la VCP-116, près de North Bay, en Ontario, à la VCP-1401, près d'Iroquois, en Ontario.

En tant que nouveau propriétaire des actifs cédés, Énergie Est sera responsable du démantèlement et de la cessation d'exploitation ultime de ces actifs cédés. Ainsi, Énergie Est sera responsable de l'estimation des coûts pour la cessation d'exploitation et de la provision d'une contribution annuelle conformément à la décision de l'Office dans le cadre de l'audience MH-001-2013.

La cession des actifs gaziers de TransCanada, combinée à celle des installations du PRPE, devrait permettre de diminuer les coûts que les expéditeurs de gaz auraient par ailleurs dû assumer. En fonction de la valeur actualisée nette, ces économies sont

évaluées à plus de 900 millions de dollars jusqu'en 2030. Sur ce montant, les économies représentent environ 500 millions de dollars pour les expéditeurs de la région du triangle de l'Est, estimées pour la même période.

D'autres renseignements concernant la cession des installations faisant l'objet de la conversion se trouvent au Volume 2 - Ventes et achats des actifs reliés à la canalisation principale (en anglais seulement, Sale and Purchase of Main Line Assets).

2.6 PRINCIPALES COMPOSANTES DU PROJET

Le Projet est constitué des composantes principales suivantes :

- une nouvelle canalisation principale, des lignes converties, deux canalisations latérales et un pipeline d'interconnexion pour un total d'environ 4 525 km de conduites d'un diamètre de 1 067 mm (NPS 42);
- un pipeline d'interconnexion d'environ 8 km de conduites d'un diamètre de 914 mm (NPS 36);
- une canalisation latérale d'environ 60 km de conduites d'un diamètre de 406 mm (NPS 16);
- des installations pipelinières connexes, incluant :
 - 72 stations de pompage (71 sur la canalisation principale et une sur une canalisation latérale);
 - des terminaux de réservoirs et installations connexes à Hardisty, en Alberta, à Moosomin, en Saskatchewan, à Cacouna, au Québec, et à Saint John, au Nouveau-Brunswick;
 - des terminaux maritimes et des installations de chargement à Cacouna, au Québec, et à Saint John, au Nouveau-Brunswick;
 - des installations de comptage de transfert de propriété à des points de réception et de livraison;
 - la station de Burstall;
- des accessoires de canalisation pour le pipeline connexes, incluant :
 - plus de 500 vannes dans l'emprise du pipeline et aux stations de pompage;
 - des postes d'insertion et de retrait pour le nettoyage et l'inspection interne de la nouvelle canalisation principale, des nouvelles canalisations latérales et des nouveaux pipelines d'interconnexion;
 - des systèmes de protection cathodique (CP);
 - des systèmes de communications et de contrôle.

Le tableau 2-1 résume les composantes principales du Projet. La figure 2-1 illustre le tracé du pipeline et ses composantes principales. Les Volumes 12A à 12L contiennent les cartes générales et des cartes détaillées du tracé du Projet à des échelles de 1:200 000 et 1:50 000, respectivement.

Des infrastructures temporaires seront nécessaires durant la construction. Les infrastructures liées aux travaux de construction sont habituellement aménagées dans des espaces de travail temporaires et comprennent les chemins d'accès, les zones d'entreposage et aires de dépôt, les sites d'emprunt et les carrières, les aires de stockage des entrepreneurs, les entrepôts et les camps de construction. Pour de plus amples renseignements, voir la section 2.7.10 Infrastructures temporaires et le Volume 7, section 2.9 : Construction – Infrastructure et travaux liés à la construction.

Tableau 2-1 : Aperçu des composantes principales du Projet

Composante ¹	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Total
Nouvelle canalisation principale (km) ²	281	3	–	104	693	407	1 489
Canalisations latérales et pipelines d'interconnexion (km) ²	–	2	58	0	30	8	98
Tronçons de pipeline convertis (km) ^{2,3}	–	613	465	1 928	–	–	3 006
Longueur totale du pipeline							4 593 ^{2,3}
N ^{bre} de vannes	28	64	48	179	124	64	507
N ^{bre} de stations de pompage	5	12	9	30	11	5	72
N ^{bre} de terminaux de réservoirs	1	1	–	–	1	1	4
N ^{bre} de terminaux maritimes	–	–	–	–	1	1	2
N ^{bre} d'installations de comptage de transfert de propriété	1	–	1	–	2	1	5
N ^{bre} de vannes de régulation de la pression	–	1	–	–	–	–	1
Note : 1. Le tracé définitif du pipeline et le nombre final de stations sont assujettis à des évaluations techniques et environnementales sur le terrain, au résultat de l'engagement des Autochtones et de la participation des parties prenantes, à l'acquisition de terrains et à la consultation des organismes de réglementation. 2. Les chiffres figurant dans ce tableau sont arrondis. 3. Les nombres indiqués sur cette ligne comprennent les réalignements du tracé autour des installations existantes de TransCanada et pour prévoir trois franchissements de cours d'eau par un pipeline d'un diamètre de 1 067 mm (NPS 42) totalisant environ 9,2 km.							

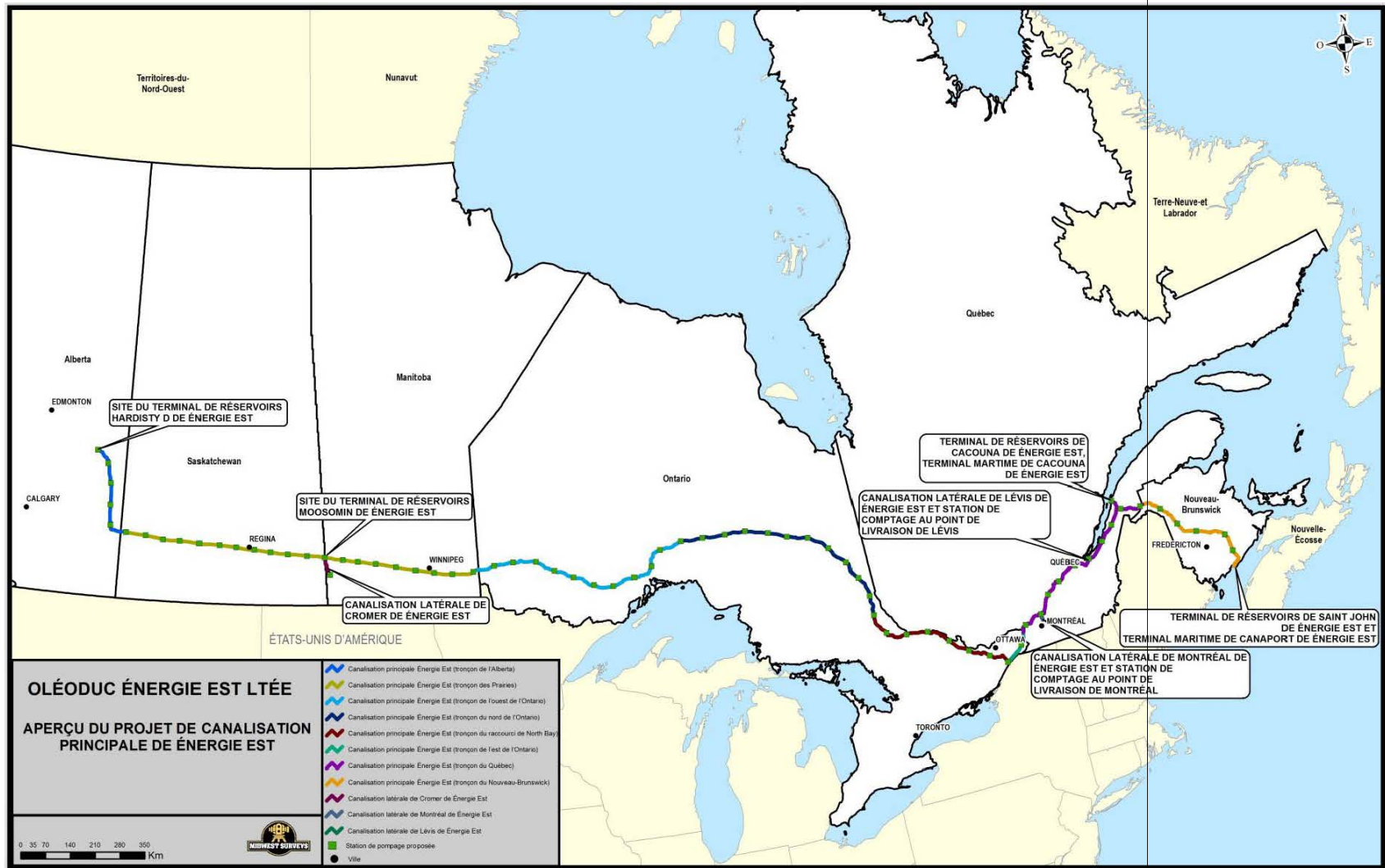


Figure 2-1 : Aperçu du tracé et des composants principales de l'Oléoduc Énergie Est

Les stations de pompage, les stations de compteurs aux points de livraison, les terminaux de réservoirs et les terminaux maritimes nécessiteront de nouvelles voies d'accès ou d'approche permanentes pour en permettre l'exploitation. Ces voies d'accès seront aménagées et utilisées de façon temporaire durant la construction avant d'être parachevées en vue d'un usage permanent avant la phase d'exploitation. Les vannes de la canalisation principale peuvent nécessiter un accès en permanence, ce qui comprend des zones d'atterrissage pour hélicoptères dans les sites éloignés.

De nouvelles lignes électriques seront requises pour faire fonctionner la plupart des nouvelles stations de pompage, les terminaux de réservoirs, les terminaux maritimes et les sites de vannes. Ces lignes électriques devraient être construites, détenues en propriété et exploitées par un fournisseur d'électricité tiers, sauf dans le cas de huit stations de pompage dans le nord de l'Ontario, où l'infrastructure électrique n'est pas disponible et où l'on prévoit aménager des équipements de production d'électricité sur place (voir le Volume 6A, section 2.4 : Infrastructure électrique).

2.7 PIPELINE ET INSTALLATIONS CONNEXES

Dans la conception, la construction et l'exploitation de l'Oléoduc Énergie Est, Énergie Est s'efforcera de gérer, d'atténuer et de réduire les dangers et risques potentiels pour la sécurité et l'environnement.

Des mesures de sécurité et de protection de l'environnement seront intégrées à la conception du pipeline et des installations afin de prévenir et de réduire les risques d'accident et de défaillance. Ces mesures feront en sorte que le Projet répondra aux normes, exigences et meilleures pratiques de l'industrie ou les excédera.

Une fois la conception et la construction de l'Oléoduc Énergie Est terminées, Énergie Est suivra le système intégré de gestion de la santé, de la sécurité et de l'environnement de TransCanada, tel qu'il est décrit dans la section 3.12 : Systèmes de gestion.

2.7.1 Tronçons de la canalisation principale

L'Oléoduc Énergie Est est composé de huit tronçons de la canalisation principale qui, ensemble, formeront un lien direct, ou une « canalisation express », permettant le transport de pétrole brut d'Hardisty, en Alberta, à Saint John, au Nouveau-Brunswick.

La canalisation principale d'Énergie Est est sous-divisée en 74 sections de pipeline. Les sections s'étendent entre les stations de pompage et sont nommées selon la station située en amont, sauf aux frontières du Québec (où les sections commencent ou finissent) et à la station de Burstall (où les tronçons de l'Alberta et des Prairies se rejoignent). Pour connaître les noms et la longueur des différentes sections de l'oléoduc, voir le tableau 2-7 à la fin du présent Aperçu du Projet.

Quatre des tronçons de la canalisation principale seront nouvellement construits – Alberta, est de l'Ontario, Québec et Nouveau-Brunswick. Ceux-ci totalisent environ 1 500 km.

Quatre des tronçons principaux seront issus de la conversion de parties existantes de trois lignes de gazoducs de TransCanada, soit la ligne des Prairies, la ligne du nord de l'Ontario et le raccourci de North Bay. Ces lignes ont été choisies en vue de leur conversion, car elles avaient le bon diamètre (1 067 mm / NPS 42) et étaient idéalement situées pour faciliter la construction. La longueur totale des lignes de gazoducs proposées pour conversion est d'environ 3 000 km.

Les tronçons formant la canalisation principale d'Énergie Est sont décrits ci-dessous, d'ouest en est.

Tronçon de l'Alberta

Le tronçon de l'Alberta consiste en environ 284 km de nouvelles canalisations principales et de quatre stations de pompage. Ce tronçon s'étend d'un nouveau terminal de réservoirs situé au complexe d'Hardisty (terminal de réservoirs Hardisty D) jusqu'à la vanne de régulation de la pression située près de Burstall, en Saskatchewan, à environ 2 km de la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan. La station de Burstall sera construite à côté d'une station de compression existante de TransCanada. Environ 82 % du tracé suit en parallèle des aménagements linéaires existants (pipelines, voies ferrées, routes et lignes électriques). Les postes d'insertion pour l'inspection interne et le nettoyage seront aménagés à Hardisty D et Burstall. Burstall sera également équipé de postes de retrait.

Pour de plus amples renseignements et des cartes des sites, voir le Volume 4A, section 3.1 : Tronçon de l'Alberta et les Volumes 12A et 12F.

Tronçon des Prairies

Le tronçon des Prairies est constitué d'environ 1 060 km de pipeline de gaz naturel converti et de 20 stations de pompage. Cette distance comprend environ 4 km de nouvelles canalisations pour aligner le tracé autour de sept installations de TransCanada et pour installer une traverse de cours d'eau de 1 067 mm (NPS 42) à la rivière Assiniboine. Ce tronçon s'étend de la station de régulation de la pression de Burstall à une station de pompage qui sera située à environ 92 km à l'est de Sainte-Anne-des-Chênes, au Manitoba (station de pompage de Falcon Lake). Environ 94 % de la longueur du tronçon proviendra de la conversion de la ligne 100-4 de la ligne des Prairies; la longueur restante proviendra de la conversion de la ligne 100-3. Des postes d'insertion et de retrait seront aménagés à quatre stations de pompage, ainsi qu'à la station de Burstall.

Pour de plus amples renseignements et des cartes du tronçon des Prairies, voir le Volume 5A, sections 2, 3 et 4 et les Volumes 12A et 12G.

Tronçon de l'ouest de l'Ontario

Le tronçon de l'ouest de l'Ontario est constitué d'environ 730 km de pipeline de gaz naturel converti et de 11 stations de pompage. Cette distance comprend environ un kilomètre de nouvelles canalisations pour aligner le tracé autour de trois installations de TransCanada. Ce tronçon s'étend de la station de pompage de Falcon Lake à une station de pompage devant être située à environ 17 km au nord-est de la ville fusionnée de Geraldton, en Ontario (station de pompage de Geraldton). Il résultera de la conversion des lignes 100-3 et 100-4 de la ligne du nord de l'Ontario (environ 62 % et 38 %, respectivement). Des postes d'insertion et de retrait seront aménagés à trois stations de pompage sur ce tronçon.

Pour de plus amples renseignements et des cartes des sites, voir le Volume 5A, sections 2, 3 et 4, et les Volumes 12B et 12H.

Tronçon du nord de l'Ontario

Le tronçon du nord de l'Ontario est constitué d'environ 785 km de pipeline de gaz naturel converti et de 12 stations de pompage. Cette distance comprend moins d'un kilomètre de nouvelles canalisations pour aligner le tracé autour de trois installations existantes de TransCanada. Ce tronçon s'étend de la station de pompage de Geraldton à une station de pompage située à environ 15 km directement au nord de North Bay, en Ontario (station de pompage de North Bay). Environ 82 % de la longueur du tronçon proviendra de la conversion de la ligne 100-3 de la ligne du nord de l'Ontario; les 18 % restants proviendront de la ligne 100-4. Des postes d'insertion et de retrait seront aménagés à trois stations de pompage sur ce tronçon.

Pour de plus amples renseignements et des cartes des sites, voir le Volume 5A, sections 2, 3 et 4 et les Volumes 12C et 12I.

Tronçon du raccourci de North Bay

Le tronçon du raccourci de North Bay consiste en environ 431 km de pipeline de gaz naturel converti et de six stations de pompage. Cette distance comprend environ un kilomètre de nouvelles canalisations pour réaligner le tracé et remplacer deux franchissements de cours d'eau de 914 mm (NPS 36) (rivières Madawaska et Rideau). Ce tronçon s'étend de la station de pompage de North Bay à une station de pompage (station de pompage d'Iroquois) située à la jonction entre le raccourci de North Bay et la ligne de Montréal de TransCanada, à environ 6 km au nord-est d'Iroquois, en Ontario. Il résultera de la conversion de la ligne 1200-2 du raccourci de North Bay. Des postes d'insertion et de retrait seront aménagés à deux stations de pompage sur ce tronçon.

Pour de plus amples renseignements et des cartes des sites du tronçon du raccourci de North Bay, voir le Volume 5A, sections 2, 3 et 4 et les Volumes 12D et 12J.

Tronçon de l'est de l'Ontario

Le tronçon de l'est de l'Ontario consistera en environ 104 km de nouvelles canalisations principales et de deux stations de pompage. Ce tronçon s'étendra de la station de pompage d'Iroquois jusqu'à un point situé près de la frontière entre l'Ontario et le Québec à environ 18 km au sud de Lachute, au Québec. Environ 78 % du tracé suit en parallèle des aménagements linéaires existants. Des postes d'insertion et de retrait seront aménagés à la station de pompage d'Iroquois.

Pour de plus amples renseignements et des cartes des sites, voir le Volume 4A, section 3.2 : Tronçon de l'est de l'Ontario, et les Volumes 12D et 12J.

Tronçon du Québec

Le tronçon du Québec consiste en environ 693 km de nouvelles canalisations principales et 11 stations de pompage. Ce tronçon s'étend de la frontière entre l'Ontario et le Québec à un point situé à la frontière entre le Québec et le Nouveau-Brunswick, à environ 24 km au nord-ouest d'Edmundston, au Nouveau-Brunswick. Environ 56 % du tracé suit en parallèle des aménagements linéaires existants. Des postes d'insertion et de retrait seront aménagés à trois stations de pompage, y compris au terminal de réservoirs de Cacouna et aux points de départ des canalisations latérales de Lévis et de Montréal.

Pour de plus amples renseignements et des cartes des sites, voir le Volume 4A, section 3.3 : Tronçon du Québec, et les Volumes 12E et 12K.

Tronçon du Nouveau-Brunswick

Le tronçon du Nouveau-Brunswick consiste en environ 407 km de nouvelles canalisations principales et cinq stations de pompage. Ce tronçon s'étend de la frontière entre le Québec et le Nouveau-Brunswick jusqu'au site de terminal de réservoirs de Saint John, à environ 6 km au sud-est de Saint John, au Nouveau-Brunswick. Environ 27 % du tracé suit en parallèle des aménagements linéaires existants. Des postes d'insertion et de retrait seront aménagés à une station de pompage. Des postes de retrait seront aménagés au terminal de réservoirs de Saint John.

Pour de plus amples renseignements et des cartes des sites, voir le Volume 4A, section 3.4 : Tronçon du Nouveau-Brunswick, et les Volumes 12E et 12L.

2.7.2 Canalisations latérales et pipelines d'interconnexion des terminaux

Les canalisations latérales et pipelines d'interconnexion nécessaires à l'Oléoduc Énergie Est sont les suivants, d'ouest en est :

- La canalisation latérale de Cromer, constituée d'environ 60 km d'une canalisation de 406 mm (NPS 16) partant de la station de pompage de Cromer et allant au point de réception des Prairies situé à un nouveau terminal de réservoirs près de Moosomin, en Saskatchewan (terminal de réservoirs de Moosomin);
- La canalisation latérale de Montréal, constituée d'environ 17 km d'une canalisation de 1 067 mm (NPS 42) allant du tronçon du Québec à une station de comptage au point de livraison autonome située dans une raffinerie existante de l'île de Montréal, au Québec (station de comptage au point de livraison de Montréal);
- La canalisation latérale de Lévis, constituée d'environ 10 km d'une canalisation de 1 067 mm (NPS 42) allant du tronçon du Québec à une station de comptage au point de livraison autonome située dans une raffinerie existante à environ 10 km à l'ouest de Lévis, au Québec (station de comptage au point de livraison de Lévis);
- Le pipeline d'interconnexion de Cacouna, constitué d'environ 3 km d'une canalisation de 1 067 mm (NPS 42) allant du terminal de réservoirs de Cacouna au terminal maritime de Cacouna;
- Le pipeline d'interconnexion de Saint John, constitué :
- de pipelines parallèles de 914 mm (NPS 36) au-dessus du sol allant du terminal de réservoirs de Saint John au terminal maritime de Canaport d'Énergie Est, sur une distance d'environ 2,2 km;
- d'un pipeline de 914 mm (NPS 36) au-dessus du sol d'une longueur d'environ 1,5 km allant du terminal de réservoirs de Saint John au terminal de réservoirs Canaport d'Irving.

Pour de plus amples renseignements concernant les canalisations latérales de Cromer, Montréal et Lévis, voir le Volume 4A, sections 3.5 à 3.7, respectivement. Voir également le Volume 12L pour les cartes des canalisations latérales. Voir le Volume 12K et le Volume 12L pour les cartes des pipelines d'interconnexion pour Cacouna et pour Saint John, respectivement. Voir également le tableau 2-8, Canalisations latérales et pipelines d'interconnexion d'Énergie Est à la fin du présent Aperçu du Projet.

2.7.3 Tracé du pipeline

Énergie Est a appliqué les critères de TransCanada dans la sélection du tracé pour les nouvelles canalisations principales, les canalisations latérales et les pipelines d'interconnexion. Ces critères reflètent les meilleures pratiques de l'industrie en matière de tracé de pipelines, notamment :

- en utilisant un tracé parallèle aux aménagements linéaires existants lorsque possible;
- en diminuant le nombre et la complexité des franchissements des cours d'eau;
- lorsque possible, en évitant les zones :
 - comprenant des terrains instables ou des sols problématiques;
 - où la présence d'espèces protégées par le gouvernement fédéral ou le gouvernement provincial est connue;
 - possédant un statut spécifique, comme les parcs, les aires protégées, les cimetières et les sites historiques;
 - ayant des concentrations de résidences rurales et de développements urbains;
 - revêtant une importance culturelle pour les Premières Nations et les Métis;
- en tenant compte des commentaires des communautés et organisations des Premières Nations et des Métis, des propriétaires fonciers et des autres parties prenantes;
- en consultant les organismes de réglementation pour bien comprendre les aspects pouvant être considérés lors de l'élaboration du tracé.

En appliquant ces critères, Énergie Est a établi un tracé des nouveaux pipelines de telle sorte qu'environ 55 % de l'emprise des nouvelles canalisations principales requises pour le Projet suit des aménagements linéaires existants. Les emprises parallèle et non parallèle le long de la canalisation principale d'Énergie Est sont résumées au tableau 2-2 et illustrées à la figure 2-2.

Les tracés choisis pour chaque nouveau tronçon de la canalisation principale, ainsi que pour les canalisations latérales et les pipelines d'interconnexion, sont décrits au Volume 4A, section 3 : Renseignements spécifiques relatifs au pipeline et sont illustrés dans les Volumes 12A à 12L.

Pour de plus amples renseignements, voir le Volume 4A, section 2.2 : Critères de sélection du tracé et le Volume 11, section 2.1 : Tracé du pipeline. Voir aussi l'ÉES, Volume 1, section 4 : Sélection du tracé et des sites.

Tableau 2-2 : Emprises parallèle et non parallèle de la canalisation principale d'Énergie Est

Nom	Emprise parallèle (km) ¹	Emprise totale (km) ¹	Emprise parallèle (%) ²
Tronçon de l'Alberta	234	284	82
Tronçons à convertir :	3 000	3 006	100
Tronçon de l'est de l'Ontario	81	104	78
Tronçon du Québec	386	693	56
Tronçon du Nouveau-Brunswick	110	407	27
Total	3 811	4 495	85
Note : 1. Les nombres indiqués dans cette colonne ont été arrondis. 2. Les pourcentages indiqués dans cette colonne ont été arrondis.			



Figure 2-2 : Emplacements des emprises parallèle et non parallèle le long de la canalisation principale Énergie Est

2.7.4 Vannes du pipeline

Les vannes du pipeline seront installées aux stations de pompage et dans les limites de l'emprise du pipeline à certains franchissements de cours d'eau, dans certaines zones sensibles sur le plan environnemental et à d'autres emplacements au besoin pour faciliter l'exploitation. Les sites de vannes sont nommés en fonction de la section du pipeline, de la canalisation latérale ou du pipeline d'interconnexion où ils se situent.

Pour de plus amples renseignements sur le processus de placement des vannes, voir le Volume 4A, section 2.11 : Emplacement des vannes et le Volume 4A, section 3 : Renseignements spécifiques relatifs au pipeline. Voir aussi le tableau 2-7 et le tableau 2-8 à la fin de la présente section.

2.7.5 Tronçons de pipeline convertis

Les pipelines de gaz naturel de TransCanada devant être cédés à Énergie Est et convertis dans le cadre du Projet sont indiqués à la figure 2-3 et sont les suivants :

- 1 160 km de la ligne 100-3 sur la ligne des Prairies et la ligne du nord de l'Ontario;
- 1 420 km de la ligne 100-4 sur la ligne des Prairies et la ligne du nord de l'Ontario;
- 420 km de la ligne 1200-2 sur le raccourci de North Bay.

Les activités de conversion seront planifiées de manière à éviter l'interruption des obligations de service de gaz de TransCanada sur la canalisation principale de TransCanada. Ces activités comprendront :

- l'évaluation de la condition du pipeline à convertir, incluant des inspections internes et, au besoin, des réparations et des remplacements des canalisations;
- l'isolation des pipelines à convertir des installations existantes de gaz de TransCanada;
- la construction de nouvelles installations nécessaires pour permettre la mise en service des pipelines convertis au transport du pétrole, incluant le réaligement du tracé autour des installations de gaz existantes de TransCanada, des VCP nouvelles et trois nouveaux points de franchissement de rivières.

Les activités et travaux nécessaires pour la conversion sont habituellement des travaux de routine et auront principalement lieu sur les terres détenues, louées ou utilisées sous licence par TransCanada ou sur les emprises existantes des pipelines pour lesquelles un plan, profil et livre de renvoi (PPLR) autorisé et certifié est

détenu.¹⁶ La plupart sont d'un type qui satisfait aux critères établis dans l'ordonnance de simplification des demandes en vertu de l'article 58 (XG/XO-100-2012), de l'ordonnance d'exemption visant la désaffectation d'installations (XG/XO-100-2008) ou des notes d'orientation concernant les activités d'exploitation et d'entretien (novembre 2012) de l'Office.

Pour de plus amples renseignements sur la nature des activités de conversion proposées, voir le Volume 5, sections 3 et 4 et l'annexe Vol 5-3 : Étendue des travaux.

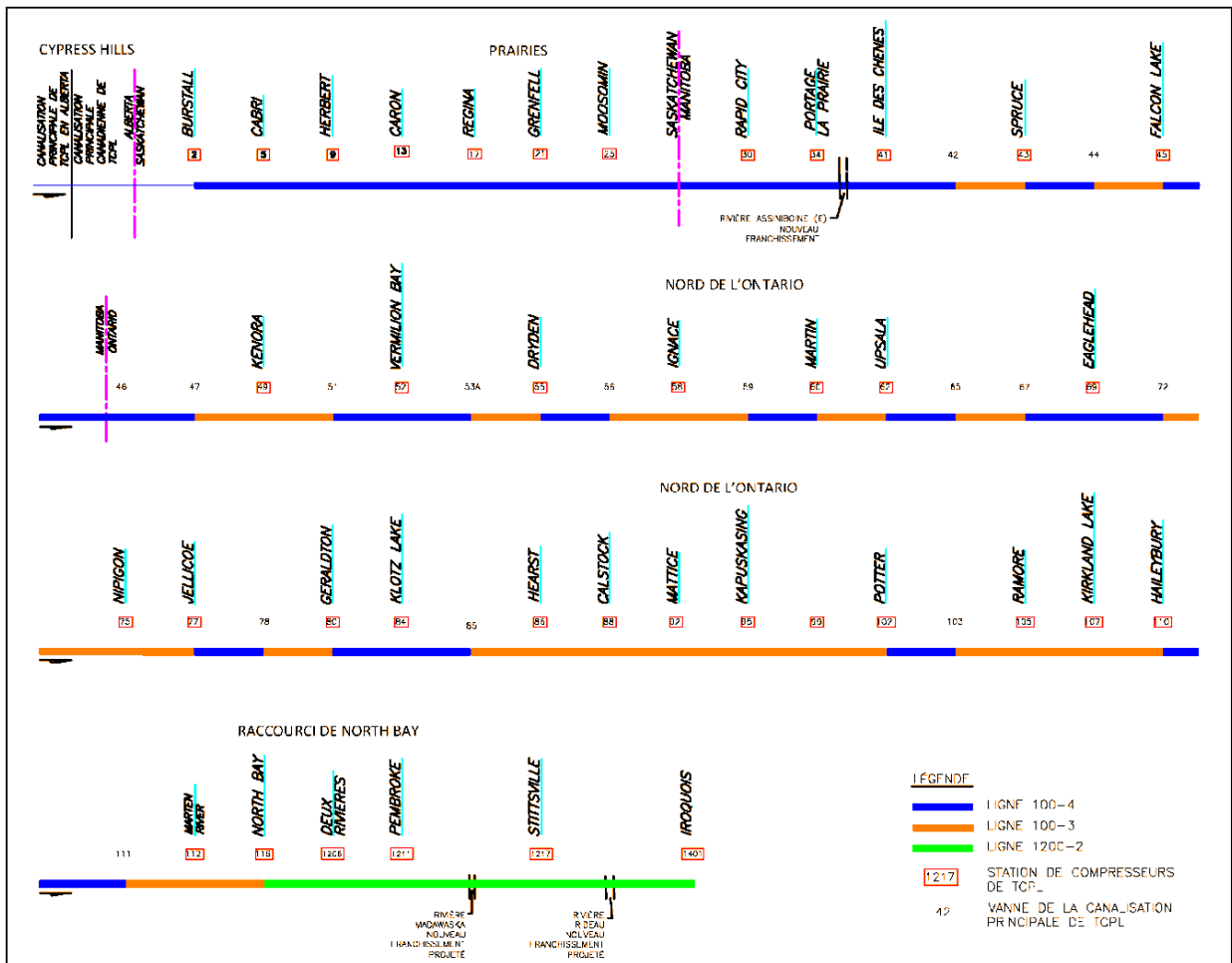


Figure 2-3 : Schéma des tronçons à convertir

¹⁶ Ce qui comprend des portions de la canalisation principale de TransCanada qui étaient exemptées des exigences relatives aux PPLR aux termes d'ordonnances antérieures de l'Office, car elles constituaient des boucles de lignes aux termes des PPLR approuvés (voir l'annexe Vol 2-3).

Évaluation de la condition des canalisations – tronçons à convertir

Afin de démontrer que les canalisations proposées pour la conversion du transport de gaz naturel au transport de pétrole sont adéquats pour leur utilisation prévue, une évaluation technique de la condition des canalisations a été effectuée et est incluse dans la présente demande.

Veillez consulter le Volume 5, section 2 : Condition du pipeline pour obtenir le résumé de l'évaluation technique et l'annexe Vol 5-1 pour obtenir l'évaluation complète.

L'évaluation technique confirme que les pipelines à convertir ont été inspectés au moyen de la technologie d'inspection interne ou le seront avant la mise en service des tronçons pour le transport de pétrole. Une fois les inspections internes terminées, et avant la cessation des activités de transport de gaz de ces pipelines, Énergie Est élaborera un plan de mesures correctives pour résoudre les problèmes qui peuvent avoir été décelés durant les inspections. Ces mesures correctives seront soumises à l'Office.

Évaluation de la condition des canalisations – lignes de TransCanada demeurant affectées au transport du gaz

TransCanada a évalué les effets potentiels relatifs à la conversion des pipelines de la canalisation principale qui demeureront affectés au transport du gaz après la conversion et a préparé un plan d'entretien à court et long terme. Ce plan est conçu pour faire en sorte que les installations de gaz restantes continuent, après la conversion, de répondre aux exigences commerciales et soient exploitées de manière sécuritaire et fiable. Ce plan sera intégré au cadre de travail du plan de gestion de l'intégrité (PGI) des installations de gaz de TransCanada, à ses procédures et processus associés ainsi qu'à son programme d'entretien des pipelines annuel (PEP). Voir la figure 2-4 pour un schéma du plan de gestion de l'intégrité des installations (gaz et liquides).

En ce qui a trait à la ligne des Prairies et au raccourci de North Bay, aucun changement au programme d'entretien des pipelines en cours ne sera nécessaire en raison du plan. Des changements devront cependant être apportés au programme d'entretien des pipelines de la ligne du nord de l'Ontario, où les évaluations de l'intégrité seront accélérées pour les lignes 100-1 et 100-2.

Pour de plus amples renseignements sur le plan d'intégrité des pipelines de la canalisation principale demeurant en service après la conversion, voir le Volume 5, section 5 : Intégrité des pipelines de gaz.

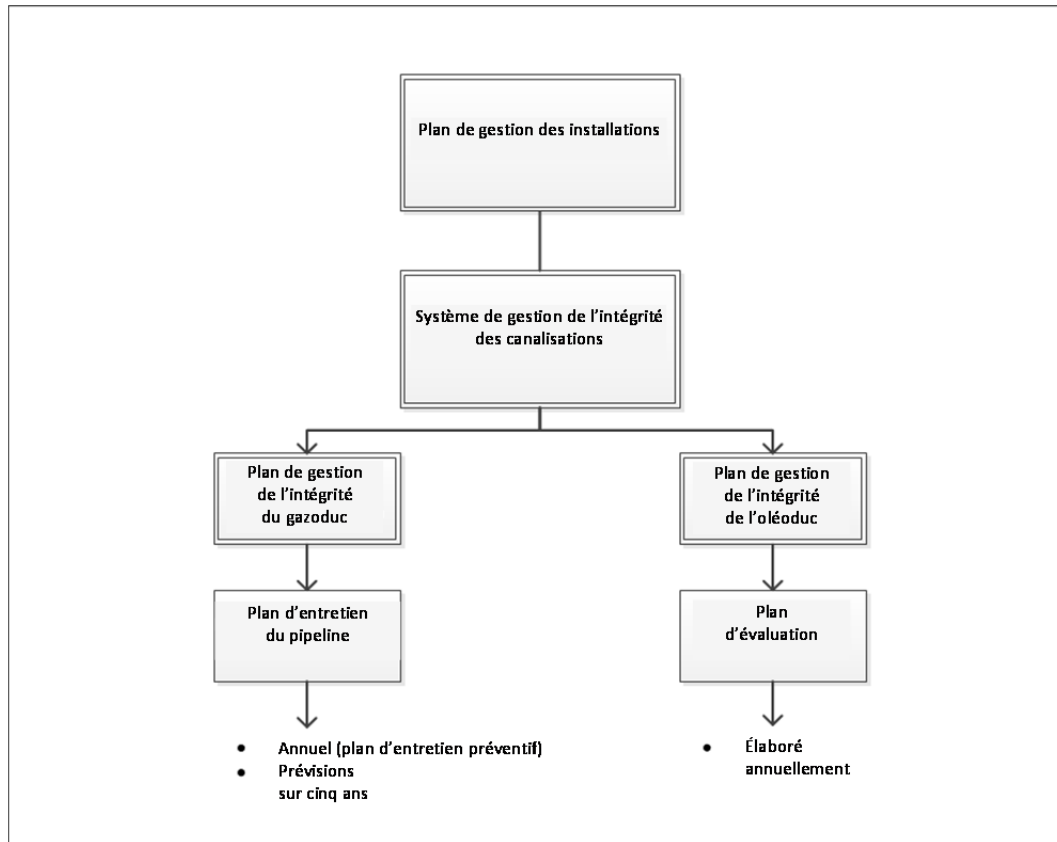


Figure 2-4 : Schéma du processus de gestion de l'intégrité

2.7.6 Stations de pompage

Soixante-douze stations de pompage seront nécessaires au Projet, incluant 71 stations sur la canalisation principale, à des intervalles d'environ 65 km le long du pipeline, et une autre sur la canalisation latérale de Cromer. Ces stations fournissent la pression nécessaire au pétrole pour compenser la perte de pression causée par la friction le long du pipeline. Les stations autonomes ont généralement une empreinte de 8 à 10 ha. Des zones supplémentaires seront nécessaires pour aménager les voies d'accès permanentes aux sites.

Sur les 72 stations de pompage, 64 seront alimentées en électricité par les entreprises de services publics. Les huit stations restantes, situées dans le nord de l'Ontario, seront alimentées en électricité par des génératrices activées par des turbines à gaz installées sur les sites.

Le calendrier de construction des stations de pompage dépendra principalement de l'acquisition des droits fonciers et de la saison de construction. La construction et la mise en service se feront probablement par phases, et chaque station nécessitera jusqu'à 12 à 24 mois de travaux.

Pour de plus amples renseignements, voir le Volume 6A, sections 2 et 3 et le Volume 7, section 3.3 : Construction des stations de pompage. Voir aussi l'ÉES, Volume 8, Plans de protection de l'environnement (PPE), section 2 : Stations de pompage.

2.7.7 Terminaux de réservoirs de stockage de pétrole

Le Projet nécessitera quatre nouveaux terminaux de réservoirs munis de réservoirs de stockage de diverses capacités pour répondre aux besoins commerciaux et en matière d'exploitation. Ces terminaux sont les suivants :

- Terminal de réservoirs Hardisty D, près d'Hardisty, en Alberta;
- Terminal de réservoirs de Moosomin, près de Moosomin, en Saskatchewan;
- Terminal de réservoirs de Cacouna, près de Cacouna, au Québec;
- Terminal de réservoirs de Saint John, près de Saint John, au Nouveau-Brunswick.

Les terminaux de Hardisty et de Moosomin seront des sites de réception qui accueilleront les lots de pétrole devant être livrés à l'Oléoduc Énergie Est. Les terminaux de Cacouna et de Saint John seront des sites de livraison qui accueilleront les lots de pétrole provenant de l'Oléoduc Énergie Est.

Des mesures de sécurité et de protection de l'environnement seront intégrées à la conception des terminaux de réservoirs (voir le Volume 6B, section 4.1 : Sécurité et protection environnementale).

Le terminal de réservoirs Hardisty D et ses installations connexes seront aménagés dans un complexe industriel existant sur des terrains appartenant à TransCanada, tout juste au nord des terminaux de réservoirs Hardisty A, B et C. Cet emplacement permet de limiter l'empreinte environnementale en réduisant la longueur des pipelines d'interconnexion, des lignes électriques et des voies d'accès. Il permet également l'utilisation partagée des infrastructures. La construction du terminal prendra jusqu'à trois ans et il sera la principale source de pétrole pour le contenu des canalisations et la mise en service pour l'ensemble du Projet. Son achèvement en temps opportun est donc crucial pour la mise en service réussie du pipeline et les livraisons au Québec.

Le terminal de réservoirs de Saint John et ses installations connexes seront aménagés sur des terres louées d'une filiale d'Irving Oil. Ces terres se trouvent dans une zone industrielle existante qui comprend le terminal de Canaport LNG (gaz naturel liquéfié) et Canaport d'Irving, un terminal maritime de réception du pétrole brut en eaux profondes.

Pour de plus amples renseignements sur les terminaux de réservoirs, voir le Volume 6B, sections 4 à 6, le Volume 7, section 2.14.5 : Construction des terminaux de réservoirs et l'ÉES, Volume 8, PPE, section 3 : Terminaux de réservoirs.

2.7.8 Terminaux maritimes

Deux terminaux maritimes seront construits dans le cadre du Projet afin de charger le pétrole brut dans des pétroliers à partir des terminaux de réservoirs associés.

Le terminal maritime de Cacouna sera situé dans le port de Gros Cacouna, près de Cacouna, au Québec, et permettra l'accostage et le chargement de pétroliers des catégories Aframax et Suezmax. Le terminal maritime de Canaport d'Énergie Est sera situé dans le port de Saint John, adjacent aux installations existantes de manutention d'hydrocarbure. Il permettra l'accostage et le chargement de pétroliers des catégories Aframax, Suezmax et des TGTB.

Les terminaux maritimes de Cacouna et de Canaport d'Énergie Est ont été conçus pour une exploitation sécuritaire dans les conditions climatiques et marines propres aux deux sites, et prévoient notamment l'utilisation de structures de protection contre la glace au terminal maritime de Cacouna ainsi que de bras de chargement de pétrole pouvant fonctionner dans la vaste gamme de fluctuations liées à la marée qui existent sur les deux terminaux.

La sélection des sites des terminaux maritimes est le résultat d'un processus de sélection des emplacements évaluant divers sites potentiels le long du Saint-Laurent et dans la baie de Fundy près de Saint John, au Nouveau-Brunswick, respectivement. Un grand nombre de critères ont été pris en compte dans l'évaluation des divers sites potentiels, notamment les exigences sur le plan de la navigation, les caractéristiques environnementales, la proximité aux installations de pipelines du Projet et les facteurs socioéconomiques.

Pour de plus amples renseignements spécifiques relatifs aux sites, voir le Volume 6B, sections 7 à 9, le Volume 7, section 2.14.6 : Construction des terminaux maritimes et l'ÉES, Volume 8, section 4 : Installations maritimes.

Pour une discussion plus approfondie du processus de sélection des sites, voir le Volume 11, section 2.1.3 : Solutions de rechange au Projet – Emplacements des terminaux maritimes.

2.7.9 Installations de comptage de transfert de propriété

Des installations de comptage de transfert de propriété seront nécessaires aux endroits suivants :

- terminal de réservoirs Hardisty D, au sein du complexe industriel existant;
- station de pompage de Cromer, au début de la canalisation latérale de Cromer;
- station de comptage au point de livraison de Montréal, au terminus de la canalisation latérale de Montréal;

- station de comptage au point de livraison de Lévis, au terminus de la canalisation latérale de Lévis;
- terminal de réservoirs de Cacouna;
- terminal de réservoirs de Saint John.

Le pétrole entrant dans l'oléoduc Énergie Est sera mesuré au terminal de réservoirs Hardisty D et à la station de pompage de Cromer. Le pétrole sortant de l'oléoduc sera mesuré aux stations de comptage au point de livraison de Montréal et de Lévis et aux terminaux de réservoirs de Cacouna et de Saint John. Le comptage de transfert de propriété sera effectué par des batteries de compteurs comportant chacune plusieurs sections de mesure et collecteurs.

Pour une description générale et une description spécifique relative au site des installations de comptage de transfert de propriété, voir le Volume 6B, sections 8 et 9. Voir aussi le Volume 7, section 3.4 : Construction des stations de comptage.

2.7.10 Infrastructures temporaires

Les infrastructures et activités temporaires nécessaires pour la construction du Projet comprennent ce qui suit:

- camps d'ouvriers;
- sites de stockage des canalisations et aires de dépôt;
- voies d'accès temporaires, telles que :
 - approches pour accéder à l'emprise et aux installations du pipeline;
 - routes pour accéder à l'emprise et aux installations du pipeline;
 - ponts au-dessus des franchissements des cours d'eau, des ravins et des terres humides;
 - voies de circulation dans l'emprise du pipeline;
- aires de rangement de l'équipement et bureaux;
- sites d'emprunt et carrières;
- enlèvement des digues de castor.

Les aires précédemment perturbées seront utilisées comme site pour les infrastructures temporaires, lorsque possible. Les nouveaux sites ou agrandissements de sites de stockage et aires de dépôt seront aménagés le long de l'emprise du pipeline et des installations, ou le long des routes et voies d'évitement existantes. Des camps seront aménagés dans des zones où la main-d'œuvre prévue dépasse la capacité des sites d'hébergement disponibles. Nous consultons actuellement les autorités locales à propos des options d'hébergement. À ce jour, on envisage l'aménagement d'environ 17 camps d'ouvriers autonomes, incluant des camps importants et des camps ou chalets de plus petite taille et plus mobiles.

Pour de plus amples renseignements sur les infrastructures temporaires requises pour la construction du Projet, voir le Volume 7, section 2.9.

2.8 COÛT EN CAPITAL ESTIMATIF

Le tableau 2-3 fournit l'estimation du coût en capital du Projet en dollars de 2013.

Tableau 2-3 : Coût en capital estimatif

Composante	Coût en capital (M\$)
Pipeline :	
Nouveaux pipelines	4 707
Pipelines convertis	685
Stations de pompage	3 329
Terminaux de réservoirs et stations de comptage aux points de livraison	1 928
Terminaux maritimes	635
Sous-total¹	11 284
Prix de transfert pour la cession des installations de gaz	1 509
Provision pour fonds utilisés durant la construction	1 600
Total	14 393

2.9 CONCEPTION TECHNIQUE

2.9.1 Codes et normes

Le Projet sera conçu, construit et exploité conformément au *Règlement sur les pipelines terrestres de l'Office national de l'énergie* (Règlement sur les pipelines terrestres) et à la norme Z662-11 de l'Association canadienne de normalisation (CSA) concernant les réseaux de canalisations de pétrole et de gaz. S'il y a des incohérences entre le Règlement sur les pipelines terrestres et la norme CSA Z662-11, le Règlement sur les pipelines terrestres prévaudra.

Le Projet a été et continue d'être évalué et conçu en fonction des effets potentiels de conditions qui ne sont pas nécessairement abordées dans la norme CSA Z662-11, ce qui a été confirmé par écrit par un ingénieur professionnel qualifié (voir l'annexe Vol 4-2, Confirmation de la conception).

Les principales normes de l'industrie concernant le pipeline et les installations connexes projetés, ainsi qu'une liste à jour de spécifications et normes de TransCanada potentiellement applicables, peuvent être consultées à la fin du présent Aperçu du Projet (voir Tableau 2-9 et Tableau 2-10, respectivement).

Une liste définitive des spécifications et normes applicables changera à mesure que la phase de planification passera par les phases de conception détaillée ainsi qu'avec l'ajout, la mise à jour ou le remplacement de procédures et spécifications individuelles pour tenir compte de changements sur le plan législatif et réglementaire ou pour intégrer des avancées technologiques.

2.9.2 Évaluation des géorisques

Des études géotechniques préliminaires, incluant les revues de la documentation et la reconnaissance aérienne ou au sol, ont été effectuées pour l'alignement de l'Oléoduc Énergie Est. Ces études se sont penchées sur les importants aspects de conception suivants :

- stabilité de la pente;
- affouillement aux points de franchissement des cours d'eau;
- failles et sismicité;
- affaissement du sol et autres géorisques.

Sur la foi de ces données, ainsi que du jugement professionnel et de la vaste expérience de ses spécialistes et ingénieurs-conseils, Énergie Est a déterminé que des mesures d'atténuation normalisées et/ou adaptées au site pourraient être mises en œuvre afin de prévoir les géorisques qui pourraient se présenter le long du pipeline.

Des études géotechniques propres au site sont projetées ou en cours. Elles se poursuivront en 2015 pour les installations reliées au pipeline, soit les stations de pompage, les stations de comptage aux points de livraison, les terminaux de réservoirs et les terminaux maritimes. Si ces études géotechniques révèlent des situations non abordées dans la norme CSA Z662-11, Énergie Est présentera à l'Office un rapport préparé par un ingénieur professionnel et accompagné d'une description des concepts et des mesures envisagés pour protéger les installations visées.

Pour de plus amples renseignements sur l'évaluation du géorisque et de l'hydrotechnique, voir le Volume 4A, section 2.7 : Évaluation des géorisques, le Volume 4A, section 3 : Renseignements spécifiques relatifs au pipeline, et le Volume 5A, section 4.3 : Conception géotechnique. Voir également le Volume 5 de l'ÉES, Effets de l'environnement sur le Projet.

Gestion des formations rocheuses acides

Énergie Est s'appuie sur des examens documentaires, des cartographies de territoires, des échantillonnages et des essais de laboratoire et sur le terrain pour détecter la présence de formations rocheuses acides qui pourraient se trouver le long du tracé du pipeline. L'information recueillie servira à préparer un plan d'atténuation durant la construction. Le plan sera déposé auprès de l'Office au cours du troisième trimestre de 2015.

Pour de plus amples renseignements, voir le Volume 4A, section 2.9 : Drainage rocheux acide et lixiviation des métaux, et le Volume 7, section 2.11 : Exhaure de roches acides et lixiviation des métaux. Voir aussi les Volumes 4 et 7 de l'ÉES.

2.9.3 Franchissements de cours d'eau sans tranchée

Énergie Est a retenu les services de conseillers indépendants pour préparer les rapports de faisabilité préliminaires concernant l'éventuel recours au forage horizontal directionnel (FHD) à l'égard des franchissements des cours d'eau énumérés au tableau 2-4.

Les rapports préliminaires indiquent que, dans quatre cas (rivière Assiniboine, rivière des Outaouais, rivière des Iroquois et de la Salmon River), un FHD n'est pas techniquement réalisable au point de franchissement proposé. Il faudra par conséquent recourir à une technique de franchissement avec tranchée dans le cas de la rivière Assiniboine. Pour les trois autres franchissements, d'autres emplacements et concepts sont envisagés. De plus amples renseignements sur les franchissements de 1 067 mm (NPS 42) sur les rivières des Outaouais, Rideau et Madawaska seront fournis au cours du deuxième trimestre de 2015.

En ce qui concerne les huit franchissements qui longent le tronçon du Québec (et qui se trouvent tous au sud du fleuve Saint-Laurent), les rapports de faisabilité préliminaires indiquent qu'un franchissement sans tranchée pourrait être possible selon la configuration géométrique et les conditions d'exploitation. Les mises à jour de ces rapports, qui feront état des études géotechniques en cours, devraient être déposées au cours du premier trimestre de 2015.

Les études préliminaires indiquent que le FHD et le creusement de tunnels sont tous deux réalisables pour un franchissement d'environ 4 km du fleuve Saint-Laurent. Des études supplémentaires sont en cours et des renseignements supplémentaires seront présentés au cours du premier trimestre de 2015.

Pour de plus amples renseignements sur les franchissements sans tranchée, voir le Volume 4A, section 2.6 : Franchissement des cours d'eau, et le Volume 7, sections 3.1.8 et 3.2.5. Voir aussi le Volume 4A, section 3 : Renseignements spécifiques relatifs au pipeline.

Tableau 2-4 : Franchissements de cours d'eau sans tranchée (évaluation préliminaire)

Tronçon	Cours d'eau	Méthode de franchissement préliminaire ^{1,3,4}	Résultat préliminaire	Numéro de l'annexe
Alberta	Rivière Red Deer	Sans tranchée	Faisable ¹	Vol 4-6
	Rivière Saskatchewan Sud	Sans tranchée	Faisable ¹	
Prairies	Rivière Assiniboine	Sans tranchée	Infaisable ^{1,6}	Vol 5-42

Tableau 2-4 : Franchissements de cours d'eau sans tranchée (évaluation préliminaire) (suite)

Tronçon	Cours d'eau	Méthode de franchissement préliminaire^{1,3,4}	Résultat préliminaire	Numéro de l'annexe
Raccourci de North Bay	Rivière Rideau	Sans tranchée	Faisable ¹	Vol 5-45
	Rivière Madawaska	Sans tranchée	Faisable ¹	Vol 5-46
Est de l'Ontario	Rivière Raisin	Sans tranchée	Faisable ¹	Vol 4-10
	Rivière Delisle	Sans tranchée	Faisable ¹	Vol 4-11
	Rivière Rigaud	Sans tranchée	Faisable ¹	Vol 4-12
Québec ⁷	Rivière des Outaouais	En cours d'évaluation	Infaisable ^{1,5}	Vol 4-35
	Rivière l'Assomption	Sans tranchée	Faisable ¹	Vol 4-36
	Rivière Bayonne	Sans tranchée	Faisable ¹	Vol 4-37
	Rivière Chicot	Sans tranchée	Faisable ¹	Vol 4-38
	Rivière Maskinongé	Sans tranchée	Faisable ¹	Vol 4-39
	Rivière du Loup	Sans tranchée	Faisable ¹	Vol 4-40
	Rivière Saint-Maurice	Sans tranchée	Faisable ¹	Vol 4-41
	Rivière Batiscan	Sans tranchée	Faisable ¹	Vol 4-42
	Rivière Sainte-Anne	Sans tranchée	Faisable ¹	Vol 4-43
	Rivière Jacques-Cartier	Sans tranchée	Faisable ¹	Vol 4-44
	Fleuve Saint-Laurent	Sans tranchée	Faisable ^{1,3}	Vol 4-45, Vol 4-56
	Rivière Beurivage	Sans tranchée	Faisable ¹	Vol 4-46
	Rivière Chaudière	Sans tranchée	Faisable ¹	Vol 4-47
	Rivière Etchemin	Sans tranchée	Peut-être faisable ⁴	Vol 4-48
	Rivière du Sud	Sans tranchée	Peut-être faisable ⁴	Vol 4-49
	Rivière Bras Saint-Nicolas	Sans tranchée	Peut-être faisable ⁴	Vol 4-50
	Rivière Trois-Saumons	Sans tranchée	Peut-être faisable ⁴	Vol 4-51
	Rivière Ouelle	Sans tranchée	Peut-être faisable ⁴	Vol 4-52
	La Grande Rivière	Sans tranchée	Peut-être faisable ⁴	Vol 4-53
	Rivière du Loup	Sans tranchée	Peut-être faisable ⁴	Vol 4-54
Rivière Madawaska	Sans tranchée	Peut-être faisable ⁴	Vol 4-55	
Nouveau-Brunswick	Rivière Iroquois	Sans tranchée	Infaisable ^{1,2}	Vol 4-62
	Petite Rivière Iroquois	Sans tranchée	Faisable ¹	Vol 4-63
	Rivière Verte	Sans tranchée	Faisable ¹	Vol 4-64
	Salmon River	Sans tranchée	Infaisable ²	Vol 4-65
	Rivière Tobique	Sans tranchée	Faisable ¹	Vol 4-66
	Coal Creek	Sans tranchée	Faisable ¹	Vol 4-67
	Rivière Canaan	Sans tranchée	Faisable ¹	Vol 4-68
	Long Creek	Sans tranchée	Faisable ¹	Vol 4-69

Tableau 2-4 : Franchissements de cours d'eau sans tranchée (évaluation préliminaire) (suite)

Tronçon	Cours d'eau	Méthode de franchissement préliminaire ^{1,3,4}	Résultat préliminaire	Numéro de l'annexe
Nouveau-Brunswick (suite)	Kennebecasis	Sans tranchée	Faisable ¹	Vol 4-70
	Black River	Sans tranchée	Faisable ¹	Vol 4-71
	Rivière Mispec	Sans tranchée	Faisable ¹	Vol 4-72
Note : 1. Les résultats préliminaires fournis dans cette colonne proviennent d'information géotechnique préliminaire. 2. Les lieux et concepts de franchissement de remplacement seront étudiés et confirmés à l'étape de la conception détaillée. 3. Les études préliminaires indiquent que le FHD et le creusement de tunnels sont jugés faisables. L'option de la méthode sans tranchée est encore en cours d'évaluation. Des levés bathymétriques et des études géotechniques sont en cours. 4. Aucune information géotechnique n'est actuellement disponible. Franchissement sans tranchée faisable si la géométrie et les conditions d'exploitation le permettent au point de franchissement proposé. 5. Des points de franchissement de remplacement et des méthodes sans tranchée autres que le FHD sont actuellement à l'étude. 6. Une méthode avec tranchée sera utilisée pour le franchissement de la rivière Assiniboine, puisque la méthode sans tranchée n'étant pas jugée techniquement faisable. 7. Énergie Est considère actuellement des sites et des méthodes de franchissement de recharge pour la rivière du Nord, ce qui comprend l'étude de la faisabilité éventuelle d'une méthode sans tranchée (voir le Volume 4A, section 3.3.4.1 : Franchissements de la rivière des Outaouais et de la rivière du Nord).				

2.10 EXEMPTION EN VERTU DE L'ARTICLE 58 DE LA LOI SUR L'ONÉ

Dans le cadre de la présente demande, Énergie Est demande une dispense des obligations relatives au processus du tracé détaillé pour une partie des travaux et des activités reliés au Projet. La dispense est demandée en vertu de l'article 58 de la Loi sur l'ONÉ et vise notamment à :

- doter Énergie Est et ses entrepreneurs d'un calendrier plus souple pour se conformer aux délais et périodes de construction;
- accroître la capacité et assouplir le calendrier des entrepreneurs locaux pour gérer leur participation au Projet;
- permettre aux entreprises et aux employés locaux de bénéficier de façon plus marquée des avantages du Projet en raison d'une construction qui débiterait plus tôt.

La dispense demandée en vertu de l'article 58 touche les points suivants :

- activités et travaux requis pour convertir certaines portions de la canalisation principale de TransCanada en pipeline de transport du pétrole (comme il est décrit au Volume 5, sections 3, 4 et 5, au Volume 7, section 3.5, et dans l'ÉES (Volume 8 : PPE);

- construction des stations de pompage dans les portions converties de l'Oléoduc Énergie Est - Prairies, ouest de l'Ontario, nord de l'Ontario et raccourci de North Bay, comme il est décrit au Volume 6A, sections 2 et 3, au Volume 7, section 2.14 et au Volume 8 de l'ÉES PPE, section 2 : Stations de pompage;
- construction des terminaux de réservoirs à Hardisty D et à Saint John et des installations connexes comme il est décrit au Volume 6B, sections 4 et 5, au Volume 7, section 3.5, Construction du terminal de réservoirs, et dans l'ÉES (Volume 8 : PPE, sections 2 et 3);
- infrastructure temporaire nécessaire à la construction du pipeline et des installations comme il est décrit au Volume 7, section 2.9 : Infrastructure et ouvrages reliés à la construction et dans l'ÉES (Volume 8 : PPE, section 1 : Installations temporaires.

Les activités et travaux que vise la dispense demandée en vertu de l'article 58 ne seront entrepris que lorsque les droits fonciers requis auront été réglés, que l'Office aura émis un certificat d'utilité publique pour l'ensemble du Projet et que toutes les conditions requises auront été satisfaites. Outre les PPE, des plans d'intervention en cas d'urgence, de sécurité et de sécurité des travaux de construction autonomes seront préparés pour encadrer les activités et travaux pour lesquels une dispense est demandée en vertu de l'article 58.

2.11 CALENDRIER

Un plan de construction pluriannuel applicable au Projet a été préparé à titre préliminaire. La figure 2-5 en donne une description. Ce plan dépend de l'obtention des approbations réglementaires, des permis et des autorisations en vue d'un lancement des travaux de construction au deuxième trimestre de 2016.

La planification et la préparation des travaux seront considérables en raison des exigences environnementales et des contraintes saisonnières, ainsi que de l'emplacement éloigné de certaines des installations. Le plan préliminaire sera précisé grâce à une conception détaillée et incorporera des résultats des activités sur le terrain et des programmes de participation. La remise en état des lieux englobera les exploitations commerciales.

La construction des terminaux de réservoirs et maritimes s'étalera sur plusieurs saisons de construction.

Énergie Est considère une construction et une mise en service progressives des stations de pompage. La construction de chaque station devrait prendre de 12 à 24 mois. La construction des terminaux de réservoirs et maritimes s'étalera sur plusieurs saisons de construction.

Activité	2012				2013				2014				2015				2016				2017				2018				2019																																		
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4																															
Planification préliminaire																																																															
Planification du Projet et conception technique préliminaire																																																															
Études environnementales et techniques sur le terrain																																																															
Études et planification d'activités sur le savoir traditionnel																																																															
Processus réglementaire																																																															
Processus d'examen de l'ONÉ et production de rapports																																																															
Processus d'examen du Cabinet fédéral - certificat d'utilité publique																																																															
Processus d'approbation du tracé détaillé																																																															
Permis autre que l'ONÉ																																																															
Engagement																																																															
Engagement																																																															
Terrains																																																															
Acquisition de terres et activités de participation connexes dans le cadre du Projet																																																															
Relations avec les propriétaires fonciers																																																															
Planification de l'exécution																																																															
Conception technique détaillée et planification de la construction																																																															
Construction																																																															
Article 58 - Conformité aux conditions préalables à la construction																																																															
Article 58 - Exemption d'installations au règlement																																																															
Article 52 - Conformité aux conditions préalables à la construction																																																															
Article 52 - Construction du pipeline et des installations																																																															
Mise en service, contenu de la canalisation et remise en état																																																															
Mise en service et contenu de la canalisation																																																															
Mise en service échelonnée																																																															
Remise en état des lieux																																																															

Figure 2-5 : Calendrier préliminaire du Projet

Les possibilités d'optimiser le calendrier de construction sont examinées et seront examinées durant l'aménagement du Projet et le processus d'examen réglementaire. Les délais d'évaluation environnementale seront également pris en considération durant le processus de planification détaillée des activités de construction.

2.12 SYSTÈMES DE GESTION

Énergie Est utilisera les systèmes de gestion actuels et en cours de développement de TransCanada pour gérer ses activités avec la plus grande efficacité possible et réduire les risques durant le cycle de vie du Projet, notamment :

- systèmes de gestion des actifs et de planification des immobilisations (voir le Volume 7, section 4.3 : Systèmes de gestion des actifs et de planification des immobilisations);
- système de gestion intégrée de la santé, de la sécurité et de l'environnement (voir le Volume 7, sections 2.1 et 4.4 : Santé, sécurité et environnement);
- préparation et intervention en cas d'urgence (voir le Volume 7, section 6 : Préparation et intervention en cas d'urgence);
- gestion de la qualité (voir le Volume 7, section 2.4 : Gestion de la qualité, et la section 2.12.4);
- gestion de la sécurité (voir la section 2.12.5).

2.12.1 Système de gestion des actifs

Le système de gestion des actifs de TransCanada comprend un PGI pour la gestion de l'intégrité des pipelines et des installations et un programme de gestion de la fiabilité pour la gestion des installations (voir la figure 2-4, Schéma du processus de gestion de l'intégrité).

Dans le cadre de son processus de gestion de l'intégrité, Énergie Est s'attardera à déceler les possibles menaces à l'intégrité des canalisations durant la conception et les activités de construction du Projet, à la suite de quoi elle recommandera des mesures d'atténuation portant notamment sur la prévention de la corrosion, les inspections et le tracé du pipeline.

Entre la construction et l'exploitation, Énergie Est réalisera des inspections pour s'assurer que les canalisations n'ont pas ou ne seront pas endommagées durant la construction. Les inspections se feront au moyen d'outils d'inspection interne, vu que le pipeline sera entièrement raclable. Les dommages dus à la construction seront évalués et réparés au besoin.

Durant la première année d'exploitation, Énergie Est fera de nouveau inspecter le pipeline au moyen d'outils d'inspection interne afin de recueillir les données de base

sur l'intégrité de l'installation. À partir des résultats de l'inspection et de l'information disponible sur la construction et l'environnement, elle mettra sur pied un plan d'entretien du pipeline en vue des prochaines évaluations de l'intégrité des installations, qui se feront au moyen d'inspections internes ou d'autres méthodes. Ce plan sera déployé et revu chaque année durant le cycle d'exploitation du Projet.

Les activités destinées à gérer les menaces révélées par le programme d'intégrité et de fiabilité des installations seront consignées dans les plans d'entretien annuels ou les projets d'immobilisations généraux en matière d'entretien.

2.12.2 Système de gestion intégrée de la santé, de la sécurité et de l'environnement

Énergie Est adoptera le système de gestion de la santé, de la sécurité et de l'environnement de TransCanada auquel s'ajouteront les programmes de sécurité et de protection de l'environnement connexes du Projet (cadre SS&E). Le système de gestion SS&E est conforme aux normes de l'industrie et satisfait aux exigences du *Règlement de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres* à l'égard des systèmes de gestion.

Durant la construction, Énergie Est suivra le programme de gestion de la sécurité des entrepreneurs de TransCanada, programme qui fournit des lignes directrices sur les vérifications et les inspections de sécurité conformément au cadre SS&E. Énergie Est demandera à ses entrepreneurs principaux d'élaborer des plans de gestion de la sécurité pour les parties du Projet dont ils sont responsables. Ces plans doivent s'inspirer des règlements, politiques et cibles de sécurité énoncés dans les documents d'appels d'offres contractuels et répondre aux attentes d'Énergie Est en matière de sécurité durant la phase de construction.

Les obligations et mesures d'atténuation relatives à l'environnement qui seront mises en œuvre durant la construction se conformeront aux PPE élaborés pour le Projet (voir l'ÉES, Volume 8). Les PPE comprendront des mesures de protection générales et spécifiques aux sites dictées par l'expérience de TransCanada, les commentaires reçus au cours des activités de participation et les pratiques exemplaires de l'industrie. La conformité aux exigences environnementales sera encouragée de diverses manières, dont le partage d'information, l'encadrement, la formation, le recrutement d'employés compétents, l'inspection des activités sur place et la consultation permanente des listes de suivi relatives aux engagements reliés à l'environnement.

2.12.3 Gestion des situations d'urgence

Énergie Est aura recours au système de gestion des situations d'urgence de TransCanada pour superviser ses plans et ses programmes de préparation et d'intervention dans le cadre du Projet. Des plans d'intervention en cas d'urgence (PIU) adaptés au Projet seront mis sur pied pour l'Oléoduc Énergie Est et les stations de pompage, les terminaux de réservoirs et les terminaux maritimes.

Les PIU du Projet seront préparés en consultation avec les services d'urgence notamment les organismes locaux, provinciaux et fédéraux, ainsi qu'avec les collectivités et organismes autochtones. Au besoin, Énergie Est distribuera ses PIU aux services d'urgence pertinents avant la mise en service du Projet.

Par ailleurs, les deux terminaux maritimes auront leurs propres services d'intervention du fait qu'ils sont considérés comme des installations de manutention d'hydrocarbures en vertu de la *Loi sur la marine marchande du Canada*. Les deux terminaux signeront des contrats soit avec Atlantic Response Team Inc., soit avec La Société d'intervention Maritime, Est du Canada pour se doter des équipements et du personnel supplémentaires nécessaires en cas d'urgence.

Pour plus de renseignements sur les mesures de préparation et d'intervention en cas d'urgence, voir le Volume 7, section 5 : Gestion des situations d'urgence.

2.12.4 Gestion de la qualité

L'équipe de gestion de la qualité d'Énergie Est élaborera un plan global de gestion de la qualité de construction pour le Projet. Ce plan lui permettra de s'assurer que tous les biens et services acquis et déployés aux fins du Projet, et notamment ceux destinés aux activités de construction, satisfont ou dépassent les normes de qualité de TransCanada. Le plan comprendra également les directives de vérification et d'inspection reliées aux activités de construction.

Les objectifs de qualité établis pour le Projet sont les suivants:

- la conception technique est clairement documentée et conforme aux normes de conception acceptables ainsi qu'aux exigences de rendement de l'exploitation;
- tous les travaux doivent être effectués dans le respect des lois, des règlements, des exigences relatives aux permis et des pratiques de conception technique généralement acceptées;
- l'équipement et les matériaux fournis et installés doivent être conformes aux documents de conception technique;
- les preuves objectives de la conformité aux exigences doivent être documentées, consignées et tenues à jour;
- la conformité du système de gestion de la qualité exclusif à TransCanada doit être maintenue.

Pour plus de renseignements sur la gestion de la qualité, voir le Volume 7, section 2.4 : Gestion de la qualité.

2.12.5 Gestion de la sécurité

Énergie Est appliquera au Projet les politiques et programmes de sécurité de l'entreprise en vigueur à TransCanada. Ces politiques et programmes obéissent à la norme CSA Z246.1 relative à la gestion de la sécurité.

Durant la construction du Projet, la gestion de la sécurité sera régie par les politiques et programmes de sécurité de l'entreprise de TransCanada, et aussi par la procédure opérationnelle établie par TransCanada pour assurer la sécurité sur les chantiers de construction. Cette procédure fait état des attentes de TransCanada en matière de sécurité et énumère les grandes lignes du plan que doivent adopter les entrepreneurs principaux affectés à la construction du Projet. Énergie Est vérifiera les plans des entrepreneurs principaux pour s'assurer qu'ils respectent la procédure opérationnelle de TransCanada.

Conformément à cette norme, des évaluations de sécurité seront réalisées et documentées à intervalles réguliers, et des plans de gestion de la sécurité seront mis au point et appliqués au Projet. La procédure opérationnelle de TransCanada servira également de base à la gestion de la sécurité au stade de l'exploitation.

Pour plus de renseignements sur la sécurité aux terminaux maritimes de Cacouna et de Canaport d'Énergie Est, voir le Volume 7, section 5.1.7 : Sécurité des terminaux.

2.13 EXPLOITATION

2.13.1 Installations du Projet

Les installations du Projet seront surveillées, contrôlées et actionnées à distance par le personnel du centre de contrôle des opérations (CCO) pétrolières à l'aide d'un système d'acquisition et de contrôle des données (SCADA). Le personnel du CCO sera sur place jour et nuit. Le système SCADA agira comme mécanisme redondant.

Les installations du Projet seront protégées contre la haute pression au moyen de divers mécanismes intégrés à la fois au système SCADA et au système de contrôle local des installations (automate programmable et système d'entraînement à fréquence variable). Ces systèmes permettront de maintenir la pression et la succion dans les limites de fonctionnement normales aux stations de pompage (voir le Volume 6B, sections 1 à 3).

Dès qu'un système de contrôle local détectera des opérations hors des limites prédéterminées, le système SCADA alertera les contrôleurs du CCO. Des procédures opérationnelles seront mises en place pour indiquer aux contrôleurs comment ils doivent réagir à ces alertes, la priorité étant d'assurer la sécurité et l'intégrité ininterrompues du pipeline et des installations connexes.

Un système d'arrêt d'urgence (SAU) sera utilisé pour protéger le pipeline et les installations connexes. Le SAU pourra être déclenché au moyen des boutons de commande situés dans toutes les installations, des automates programmables ou du CCO par l'intermédiaire du système SCADA. En cas de déclenchement du SAU, le personnel sur place doit faire enquête sur la cause du déclenchement du SAU et redémarrer le système localement avant de relancer les opérations.

Une stratégie de détection des fuites sera mise en œuvre dans le cadre du Projet. La stratégie sera axée sur des méthodes en temps réel et en temps différé. Dès que le système SCADA émettra une alarme signalant une fuite potentielle, le contrôleur du CCO disposera d'un maximum de 10 minutes pour expliquer de manière concluante comment le déclenchement de l'alarme n'est pas dû à une fuite. Si le contrôleur ne peut écarter la possibilité d'une fuite, le système déclenchera immédiatement l'arrêt du pipeline. Si le système signale plusieurs fuites au cours du délai de 10 minutes initial, le contrôleur n'attendra pas la fin du délai de 10 minutes dont il dispose pour faire son diagnostic et déclenchera immédiatement la mise hors service du pipeline.

Selon les documents de conception technique actuels (qui seront étoffés au stade de la conception détaillée), la mise hors service du pipeline, qui implique l'arrêt des pompes et la fermeture des vannes afin d'isoler les sections, devrait se faire en 12 minutes. L'intervention d'urgence, y compris l'envoi de personnel sur les lieux, débutera immédiatement par l'entremise du système de gestion des situations d'urgence de TransCanada.

Les opérations, inspections, activités d'entretien et interventions en cas d'urgence sur le terrain seront réalisées, au besoin, par des employés compétents avec le concours du CCO et conformément aux procédures opérationnelles de TransCanada relatives à l'exploitation et à l'entretien routiniers et ponctuels.

Pour plus de renseignements sur les systèmes SCADA, de détection des fuites et SAU, voir le Volume 7, section 4.10, 4.12 et 4.13 respectivement. Voir également, au sujet du système de contrôle, le Volume 6A (section 2.6 pour les stations de pompage) et le volume 6B (section 4.6 pour les terminaux de réservoirs, section 6.3 pour les terminaux maritimes et section 8.6 pour les installations de comptage de transfert de propriété).

2.13.2 Exploitation des terminaux maritimes

Les deux terminaux maritimes seront exploités au nom d'Énergie Est en tant que parties intégrantes du Projet: le terminal maritime de Cacouna sera exploité par TransCanada et celui de Canaport d'Énergie Est par une filiale d'Irving Oil. Ces terminaux maritimes n'ont rien de particulier par rapport aux autres terminaux maritimes qui manipulent du pétrole brut et qui sont en exploitation le long du Saint-Laurent (où ils peuvent accueillir des pétroliers jusqu'à la classe Suezmax) et sur la Baie de Fundy (où ils peuvent accueillir des pétroliers jusqu'à la classe TGTB).

Les activités maritimes associées aux deux terminaux maritimes ne relèvent pas de la juridiction de l'Office, mais elles sont assujetties au cadre réglementaire approfondi qui régit les activités maritimes dans les eaux canadiennes en vertu de la *Loi sur la marine marchande du Canada*. Dans la mesure où les deux terminaux maritimes n'auront pas leur propre parc de navires, la responsabilité du trafic maritime en provenance ou à destination de l'un ou l'autre de ces terminaux incombe au propriétaire et à l'exploitant du navire, responsabilité qui inclut les accidents et les défaillances. Énergie Est est responsable de la sécurité des opérations dans les terminaux maritimes.

Pour s'assurer que les activités associées aux terminaux maritimes et aux navires se déroulent de la façon la plus sécuritaire possible, Énergie Est a volontairement lancé un processus distinct d'examen TERMPOL (processus d'examen technique des systèmes des terminaux maritimes et des emplacements de transbordement) pour le terminal de Cacouna et le terminal maritime de Canaport d'Énergie Est. L'objectif de TERMPOL est d'examiner les éléments des terminaux maritimes pétroliers pour lesquels il peut exister un risque de déversement (tels que les activités de navigation ou la conception des installations) et, lorsque possible, de mettre en œuvre des mesures de sécurité au niveau des opérations ou conceptuel pour éliminer ou réduire le risque propre au site. Énergie Est déposera à l'Office les rapports produits par les comités d'examen de TERMPOL, en respectera les recommandations et les intégrera aux procédures et guides opérationnels qu'elle préparera avant la mise en service des terminaux maritimes.

Pour s'assurer que les pétroliers qui accostent dans l'un ou l'autre des terminaux maritimes satisfont aux normes de sécurité internationales et qu'ils sont exploités d'une façon respectueuse de l'environnement, Énergie Est mettra sur pied un programme d'acceptation des navires (« TAP ») afin de s'assurer que les pétroliers devant accoster respectent les normes de l'industrie en matière de sécurité et de protection de l'environnement et qu'ils n'outrepassent pas les limites de conception des terminaux.

Les terminaux maritimes seront surveillés et exploités par des employés compétents et seront dotés de systèmes intégrés d'automatisation et de détection des fuites. Le CCO aura pour responsabilité de surveiller les activités de chargement. Toutefois, il ne pourra pas lancer les activités de chargement tant qu'il n'aura pas obtenu la permission du personnel du terminal maritime et qu'il ne se sera pas assuré de l'existence de conditions d'exploitation sûre. Un système trilatéral de communications radio en continu sera mis en place pour faciliter la coordination des opérations de chargement entre le pétrolier, le responsable du point d'accostage au terminal maritime et le CCO. Les données relatives aux activités de chargement et aux systèmes de récupération de vapeur seront colligées et évaluées localement par le terminal maritime, et à distance par le CCO à Calgary pour assurer le déroulement fiable et sécuritaire des opérations.

Pour plus d'information sur les activités maritimes reliées aux terminaux maritimes du Projet et sur l'exploitation des terminaux maritimes, voir le Volume 7, section 5 : Activités maritimes.

2.14 PARTICIPATION DES PARTIES PRENANTES

Aux fins du Projet, Énergie Est a adopté la politique de participation des parties prenantes de TransCanada.

Dans un premier temps, les parties prenantes de l'Oléoduc Énergie Est ont été identifiées en fonction de leur proximité géographique par rapport à l'emplacement du Projet ou de considérations environnementales, économiques et sociales. D'autres parties prenantes s'y sont ajoutées au fil du processus de participation, soit de leur propre chef soit sur l'initiative d'autres personnes. Les parties prenantes ont été regroupées en voisins, résidents adjacents et personnes concernées. Pour plus d'information sur l'approche adoptée par Énergie Est pour déterminer les parties prenantes en vue de les informer et de manifester leur participation, voir le Volume 9A, section 2.2 : Identification des parties prenantes.

À ce jour, la participation des parties prenantes a pris notamment les formes suivantes :

- notification publique hâtive et continue;
- détermination des parties prenantes, amorce de dialogue, participation aux rencontres communautaires et organisation de journées portes ouvertes;
- maintien de la participation et d'un dialogue continu avec les parties prenantes;
- distribution de mises à jour et de documents d'information en anglais, en français ou dans les deux langues à l'égard du Projet;
- réponse aux requêtes et aux enjeux émergents et collaboration avec les parties prenantes identifiées pour étudier les enjeux et motifs de préoccupation.

Dans le cadre de son engagement en ce qui a trait au Projet, Énergie Est a contacté les parties prenantes suivantes :

- représentants clés des trois ordres de gouvernement (municipal, provincial et fédéral);
- autorités et organismes communautaires;
- résidents;
- agents de développement des entreprises dans les municipalités rurales;
- organismes et autorités d'intervention d'urgence régionaux et locaux et leurs responsables;
- organismes non-gouvernementaux;
- grand public et autres parties intéressées.

Les activités de participation d'Énergie Est se sont étendues dans six provinces et ont rejoint 490 communautés. Le tableau 2-5 donne un résumé de ces activités.

Tableau 2-5 : Activités de participation des parties prenantes

Activité ¹	Au 18 avril 2014 ²	Du 19 avril 2014 au 18 août 2014 ²	Total ²
Rencontres avec les parties prenantes	1 120 ²	560	1 680
Rencontres avec les autorités municipales	450	103	553
Journées portes ouvertes	75	7	82
Participants inscrits aux séances portes ouvertes	6 490	901	7 391
Appels téléphoniques sur la ligne sans frais pour le Projet	1 500	5	1 505
Personnes inscrites sur les listes d'envoi	2 650	682	3 332
Personnes abonnées aux listes d'envoi électroniques	4 650	381	5 031
Note :			
1. Les activités d'information et de participation des parties prenantes se sont déroulées en français, en anglais ou dans les deux langues, selon les préférences et l'emplacement.			
2. Les chiffres figurant dans cette colonne sont arrondis.			

Pour un résumé des résultats des activités de participation au niveau provincial jusqu'en mai 2014, voir le Volume 9A, section 4.1 : Résultats du programme de participation jusqu'à ce jour. Les enjeux et motifs de préoccupation exprimés lors de ces activités de participation figurent dans les journaux des échanges avec les parties prenantes (voir Volumes 9B à 9G). Un résumé en est donné au Volume 9A, section 4.3.

Les activités de participation se poursuivent depuis mai 2014 et des sujets d'intérêt supplémentaires ont été relevés. De mai à septembre 2014, ces sujets d'intérêt supplémentaires comprennent les suivants :

- sécurité et intervention en cas d'urgence – caractéristiques d'une intervention en cas d'urgence
- avantages économiques pour les différentes communautés – occasions d'emploi dans les secteurs de la construction et de l'exploitation et avantages directs pour les communautés
- levés géotechniques dans le fleuve Saint-Laurent – méthodes et échancier des levés techniques et leurs impacts sur la faune et l'environnement locaux

Les activités de participation se poursuivront tout le long des stades de l'approbation réglementaire et de la construction du Projet, après le dépôt de la présente demande. L'on s'attardera tout particulièrement à répondre aux questions spécifiques, à clarifier les enjeux et à faire le suivi des échanges amorcés avec les parties prenantes.

Durant l'exploitation, les activités de participation continues à l'égard du Projet auront lieu conformément aux dispositions énoncées dans le programme de sensibilisation du public de TransCanada. Pour obtenir une description de ce programme, consulter le Volume 7, section 3 : Exploitation.

2.15 ENGAGEMENT DES AUTOCHTONES

Le programme d'engagement des Autochtones dans le cadre du Projet s'appuie sur la politique de TransCanada relative aux relations avec les Autochtones et vise à aider Énergie Est à développer le Projet, y compris de la manière suivante :

- déterminer les effets potentiels sur l'usage actuel des terres à des fins traditionnelles;
- identifier les interactions possibles avec les sites d'intérêt culturel et historique dans la zone du Projet;
- acquérir des connaissances traditionnelles (CT) et locales dans la zone du Projet;
- développer les mesures d'atténuation et autres appropriées destinées à réduire ou à atténuer par ailleurs les effets potentiels;
- identifier les effets socioéconomiques potentiels et les occasions appropriées pour améliorer les avantages du Projet.

Le programme s'adresse aux communautés des Premières Nations et des Métis qui ont manifesté leur intérêt pour le Projet dans le cadre du processus d'engagement des Autochtones d'Énergie Est. Voir le Volume 10, section 1.1 : Principes et objectifs pour de plus amples détails sur les objectifs de l'engagement.

Énergie Est a répertorié les communautés des Premières Nations et des Métis situées dans un rayon d'environ 200 km, ainsi que les organismes concernés dans un rayon de 200 km du tracé du Projet. Les communautés des Premières Nations et des Métis vivant à une distance de 50 km de l'un ou de l'autre côté de la zone du Projet (soit un secteur total de 100 km) sont considérées comme les communautés susceptibles d'être touchées. Pour plus d'information sur la désignation et la confirmation des communautés et organismes autochtones aux fins des activités d'engagement, voir le Volume 10, sections 2.2 et 2.3.

Énergie Est a identifié un total de 158 communautés et organisations des Premières Nations et des Métis et les a conviées à son programme d'engagement au cours de la durée du Projet, voir tableau 2-6.

L'information sur le Projet a été transmise aux communautés et aux organisations ciblées par le processus d'engagement. Des initiatives d'engagement et de communications sont en cours. Énergie Est continue à définir les effets potentiels et à concevoir les mesures d'atténuation adéquates ainsi qu'à communiquer l'information

relative aux possibilités d'ententes contractuelles locales et aux initiatives d'investissement dans les communautés. Pour de plus amples renseignements sur ces possibilités et initiatives, voir le Volume 10A, Section 5.

Tableau 2-6 : Engagement des Premières Nations et des Métis et total des avis

Région	Communautés et organisations participant au Projet				Communautés additionnelles informées du Projet ¹
	Communautés des Premières Nations	Communautés et organisations des Métis	Organisations des Premières Nations	Total	
Alberta	9	3	0	12	3
Saskatchewan	20	3	0	23	12
Manitoba	16	3	0	19	6
Ontario	53	7	4	64	26
Québec	20	0	4	24	6
Nouveau-Brunswick	15	0	1	16	4
Nouvelle-Écosse	–	–	–	–	13
Total	133	16	9	158	70

Note :

1. Ces communautés additionnelles ont été identifiées par l'Office national de l'Énergie. Énergie Est a communiqué à ces communautés l'information relative au Projet et fera le point sur les activités de participation subséquentes dans un rapport supplémentaire qu'elle remettra à l'Office au quatrième trimestre de 2014.

Pour un résumé des enjeux, préoccupations et interventions reliés au processus d'engagement (à jour en juillet 2014), voir le Volume 10A, Section 6 : Résultats du programme d'engagement jusqu'à maintenant.

Pour un résumé par province et de l'engagement de chaque communauté et organisation, voir les annexes Vol 10A-2 à 10A-7. Voir aussi les journaux des échanges à jour en avril 2014 dans les Volumes 9B à 9G.

Les activités d'engagement se poursuivent depuis mai 2014 et des sujets d'intérêt supplémentaires ont été relevés. De mai à septembre 2014, ces sujets d'intérêt supplémentaires comprennent les suivants :

- territoires visés par des traités – partage des occasions économiques éventuelles entre les nations visées par des traités
- occasions d'emploi – intérêt envers des emplois permanents plutôt que des mandats temporaires
- caractère adéquat d'un gazoduc pour le transport du pétrole
- sites d'intérêt particulier : parc provincial Algonquin
- intervention d'urgence proposée dans l'éventualité improbable d'un déversement dans la rivière Winnipeg

- terres octroyées par entente – interactions possibles du Projet avec les terres octroyées par entente ou les sélections définitives de terres et ajouts aux codes des réserves et des terres aux termes du Régime de gestion des terres des Premières Nations
- utilisation des terres de la Couronne pour l'expansion de la station de pompage

2.16 TERRAINS ET CONSULTATION AVEC LES PROPRIÉTAIRES FONCIERS

Énergie Est a recensé 5 750 propriétaires de terrains qui recoupent des nouveaux tronçons de la canalisation principale et des tronçons de conversion, des canalisations latérales et des pipelines d'interconnexion. Elle a localisé en outre 130 propriétaires de terrains qu'occuperaient les installations (à savoir terminaux maritimes, terminaux de réservoirs, installations de comptage de transfert de propriété et systèmes de régulation de la pression).

Les consultations avec les propriétaires fonciers ont débuté en avril 2013. Elles comprenaient trois grands volets :

- l'identification des propriétaires fonciers et la prise de contacts initiaux;
- le partage de l'information;
- l'identification des enjeux et des préoccupations reliés au Projet et prendre acte des enjeux et préoccupations.

Le programme de consultation des propriétaires fonciers a été conçu de manière à offrir à ceux-ci l'information et la documentation en français ou en anglais. Le programme prévoit également la consultation de groupes de défense des droits des propriétaires fonciers, dont l'Union des producteurs agricoles (au Québec) et d'autres groupes de défense régionaux.

Conformément à l'article 87(1) de la Loi sur l'ONÉ, des avis sont signifiés aux propriétaires et occupants des terrains dont l'acquisition est prévue dans le cadre du Projet. L'acquisition des droits fonciers a débuté au premier trimestre de 2014 à l'égard des sites pour les installations (p. ex., stations de pompage, terminaux de réservoirs et terminaux maritimes) et a débuté au troisième trimestre de 2014 pour les nouveaux pipelines.

Pour de plus amples renseignements sur l'acquisition de terrains et sur le processus de consultation à l'égard des propriétaires fonciers dans le cadre du Projet, voir le Volume 8A, sections 4 et 5. Voir aussi le Volume 7, section 2.14 : Autorisations réglementaires requises pour la construction.

2.17 ENJEUX ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIOÉCONOMIQUES

Énergie Est a retenu les services de Stantec Consulting Ltd. et du Groupe Conseil UDA Inc. pour réaliser une évaluation environnementale et socioéconomique aux fins du Projet.

L'ÉES s'appuie sur des études environnementales sur le terrain et comprend des plans de protection de l'environnement pour le Projet (voir l'ÉES, Volume 8, PPE. Les PPE seront mis à jour à la lumière des mesures d'atténuation additionnelles qui sont cernées lors de la conception détaillée, et par le biais du travail sur le terrain et des programmes de participation.

Selon l'ÉES, le Projet pourrait potentiellement avoir d'importants effets résiduels défavorables sur les éléments biophysiques suivants :

- la végétation et les terres humides — deux espèces de plantes rares en Alberta, toutes deux considérées comme des espèces en péril en vertu de la *Loi sur les espèces en péril*; la cryptanthe minuscule (en voie de disparition) et l'halimolobos mince (menacée)

L'ÉES conclut également que le Projet pourrait potentiellement avoir des effets cumulatifs défavorables importants sur :

- la végétation et les terres humides — deux espèces de plantes rares en Alberta, la cryptanthe minuscule (en voie de disparition) et l'halimolobos mince (menacée)
- la faune et l'habitat faunique — deux des stations de pompage proposées se trouvent dans l'habitat essentiel d'une harde de caribous qui est considéré comme très susceptible de ne pas être autosuffisant. Le Projet pourrait entraîner des effets résiduels qui contribueront aux effets cumulatifs défavorables importants préexistants qui touchent le caribou boréal.

D'autres études sont en cours afin de déterminer les effets potentiels et leur importance à l'égard de :

- la construction et l'exploitation du terminal maritime de Cacouna sur le comportement et la santé des bélugas, une espèce en péril présente dans le fleuve Saint-Laurent
- la construction et l'exploitation du Projet sur le comportement et la santé de la rainette faux-grillon de l'Ouest (la population des Grands Lacs / Saint-Laurent et du Bouclier canadien), une espèce en péril en Ontario
- la construction et l'exploitation du franchissement de la rivière Assiniboine sur la mulette feuille d'érable, une espèce en péril qui a été observée par le passé dans la zone de franchissement
- l'évaluation des risques pour la santé humaine et pour l'écologie d'un petit déversement et scénarios de la pire éventualité de déversement envisageable pour ce qui est des déversements en milieu marin

Énergie Est prévoit présenter les résultats de ces études supplémentaires au quatrième trimestre de 2014 et au premier trimestre de 2015 (voir tableau 2-11).

Énergie Est accepte les conclusions de l'ÉES jusqu'à maintenant et suivra les recommandations et mesures d'atténuation énoncées au bout du compte dans l'ÉES, y compris les PPE pour le Projet.

Énergie Est continuera à travailler avec les organismes de réglementation afin de mettre en place des mesures d'atténuation pour gérer les effets du Projet, afin de s'assurer que :

- le Projet n'entraîne pas de changement négatif au statut actuel d'une espèce
- les activités du Projet sont exécutées conformément aux objectifs des stratégies de rétablissement pour les espèces en péril

De plus, Énergie Est mettra sur pied des programmes de suivi et de surveillance afin de mesurer et rendre compte de la réussite des mesures d'atténuation qui cherchent à s'attaquer aux effets défavorables importants potentiels du Projet. Des plans de compensation seront également élaborés, au besoin, pour s'attaquer aux effets résiduels importants liés au Projet. Les plans de compensation seront élaborés en collaboration avec les organismes de réglementation.

2.18 INFORMATION COMPLÉMENTAIRE

L'information présentée dans le cadre de la présente demande s'appuie sur les travaux de conception préliminaires, ainsi que sur les premières conclusions des études sur le terrain, des programmes de participation ou d'engagement et des séances de consultation. Des études supplémentaires sur le terrain sont en cours pour confirmer les conclusions préliminaires, élaborer des mesures d'atténuation adéquates et parfaire la conception du Projet. Énergie Est communiquera l'information supplémentaire et à jour, au besoin, tout au long du processus d'examen réglementaire.

Aux fins de référence, Énergie Est a préparé une liste préliminaire des rapports supplémentaires prévus, y compris ceux qu'elle est tenue de fournir en vertu des exigences en matière d'orientation et de dépôt communiqués par l'Office le 27 juin 2014 (voir tableau 2-11 à la fin du présent Aperçu du Projet).

2.19 DÉMANTÈLEMENT ET CESSATION D'EXPLOITATION

Le Projet sera conçu et entretenu en vue d'une durée de vie utile de plus de 40 ans. Toute décision sur la période souhaitable de démantèlement et de cessation d'exploitation dépendra des futures exigences de service.

L'approche suivie lors du démantèlement et de la cessation d'exploitation reposera sur la décision prise par l'Office à l'issue des discussions du volet 3 de l'Initiative de consultation relative aux questions foncières (3^e volet de l'ICQF), ainsi que sur les pratiques acceptées par l'industrie et les technologies au moment de la mise hors service des installations du Projet. L'approbation préalable devra être obtenue de l'Office et des autres organismes applicables avant d'entreprendre toute initiative de démantèlement et de cessation d'exploitation.

Aux fins de la présente demande, Énergie Est a calculé les coûts estimatifs de cessation d'exploitation conformément à la méthodologie décrite dans la décision MH-001-2012 de l'Office à propos de TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd. (Keystone). Ces coûts sont estimés à environ 964 millions de dollars dans le cas de l'Oléoduc Énergie Est.

Par ailleurs, du fait qu'Énergie Est est un projet désigné en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (2012), la présente demande comprend un plan préliminaire de cessation d'exploitation à l'égard du Projet, axé sur la méthodologie proposée par Keystone dans le cadre de la décision MH-001-2012. (3^e volet de l'ICQF, *Cessation d'exploitation de pipelines – Questions financières*).

L'ÉES énonce les activités futures de démantèlement et de cessation d'exploitation, y compris l'importance des effets après l'atténuation et l'importance des effets cumulatifs (voir l'ÉES, Volume 1, section 8 : Désaffectation et fermeture).

2.20 STRUCTURE ET CONTENU DE LA DEMANDE

La présente demande est présentée en 20 Volumes divisés en sections. Les Volumes 1 à 12 comprennent la demande et les annexes qui s'y rapportent. Afin de faciliter la consultation, chaque volume débute par une table des matières, les listes de contrôle appropriées du Guide de dépôt et un glossaire. En outre, le Volume 1 débute par une table des matières générale, les listes de contrôle du Guide de dépôt pour la demande intégrale et un glossaire.

L'ÉES et ses annexes, y compris les PPE, sont présentés en huit volumes divisés en de nombreuses parties.

Volume 1 – Demande et aperçu du Projet

Le Volume 1 est composé de quatre sections et commence avec la Demande relative à la cession des actifs gaziers de TransCanada à Énergie Est et celle relative au Projet Énergie Est. Cette section est suivie d'un sommaire de la demande et du présent aperçu du Projet.

De plus, les avantages du Projet pour le Canada et pour les Canadiens sont évalués dans un exposé d'expert par Roland Priddle, le Conference Board du Canada (CBdC)

et Concentric Energy Advisors (Concentric). Cet exposé vient compléter d'autres évaluations par des tiers des effets économiques du Projet et du PRPE qui ont été préparées par Nichols Applied Management et Golder Associates Inc. (Golder), respectivement. L'évaluation faite par Nichols accompagne l'Évaluation des effets socioéconomiques de l'ÉES (section 3 : Emploi et économie). L'évaluation faite par Golder est jointe au rapport de Concentric à l'annexe Vol 1-2.

Volume 2 – Achat et vente d'actifs du réseau principal

Le Volume 2 comporte huit parties. Les détails de la cession des actifs gaziers de TransCanada à Énergie Est y sont présentés, notamment les modalités de la cession des actifs de la canalisation principale et les effets potentiels sur la canalisation principale et sur les expéditeurs. Le processus de consultation qui a été entrepris auprès de tierces parties commerciales susceptibles d'être touchées y est aussi décrit, de même que les questions d'ordre commercial relatives au Projet du réseau principal de l'Est. Les normes réglementaires applicables à la cession d'actifs, comprenant les considérations connexes d'intérêt public, s'y retrouvent également.

Les annexes comprennent la convention de cession signée et intervenue entre Énergie Est et TransCanada, ainsi qu'une liste détaillée des installations de la canalisation principale qui seront cédées à Énergie Est.

Volume 3 – Questions commerciales

Le Volume 3, qui fournit de l'information sur la faisabilité économique du Projet, est divisé en quatre sections et débute par les conventions sous-jacentes sur le service de transport et les droits et tarifs applicables à l'Oléoduc Énergie Est. Les perspectives relatives aux marchés et à l'approvisionnement en pétrole brut y sont décrites, notamment grâce à un rapport par un tiers, IHS, et des détails concernant le financement du Projet. On y retrouve également de l'information à propos des moyens alternatifs de fournir une capacité pipelinère suffisante à Énergie Est qui ont été considérés, sans toutefois être retenus.

Volume 4 – Conception du pipeline

Le Volume 4 est présenté en trois parties, la partie 4A, 4B et la partie 4C. Le Volume 4A débute par une description des questions et des approches de conception techniques généralement applicables au nouvel oléoduc installé pour le Projet, notamment les canalisations principales, les canalisations latérales, les raccordements aux terminaux ainsi que les réalignements du tracé pour les tronçons convertis.

Les renseignements propres au pipeline sont fournis d'ouest en est pour chaque nouvelle catégorie de conduite, à l'exception des réalignements qui sont présentés dans le Volume 5, Conception de la conversion. Les sujets présentés comprennent le tracé choisi et sa justification, les classes d'emplacement, les caractéristiques de

conception de la canalisation, les franchissements des cours d'eau, les conditions géotechniques et les aires protégées désignées que le tracé pourrait traverser.

Les annexes comprennent les schémas habituels et les études de faisabilité FDH, qui débutent au Volume 4A et continuent jusqu'au Volume 4C.

Volume 5 – Conception de la conversion

Le Volume 5 présente les mesures qui ont été prises ou qui sont prises afin de s'assurer que les conduites de gaz de TransCanada cédées et converties pour le pétrole, de même que les conduites de gaz qui transporteront encore du gaz, continuent de remplir leurs obligations commerciales respectives et qu'elles soient exploitées de façon fiable et sécuritaire après la conversion.

Les activités et les installations nécessaires à la conversion y sont présentées et les annexes fournissent une évaluation technique des conduites à convertir, des plans détaillés des travaux, des plans et des plans en coupe verticale des réalignements du tracé et des études de faisabilité FHD pour les parties du Projet à convertir.

Volume 6 – Conception des installations

Le Volume 6 est présenté en deux parties, la partie 6A et la partie 6B. Ces volumes fournissent des renseignements sur la conception technique des installations connexes de l'oléoduc qui seront nécessaires au Projet, c'est-à-dire les stations de pompage, terminaux de réservoirs, terminaux maritimes et installations de comptage de transfert de propriété. Le Volume 6A donne des renseignements relatifs à la conception des stations de pompage et de la station de régulation de la pression de Burstall, SK. Le Volume 6B donne des renseignements relatifs à la conception des terminaux de réservoirs, des terminaux maritimes et des installations de comptage de transfert de propriété.

Les sections des volumes 6A et 6B débutent par une description des questions et approches de conception techniques généralement applicables à chaque type d'installation à chaque site. Les sujets touchés comprennent les mesures de sécurité et de protection de l'environnement, les principaux composants, les systèmes de contrôle et les travaux d'infrastructure civile et électrique. Des renseignements généraux sur la conception sont suivis d'une description détaillée pour chaque site, comprenant notamment des vues aériennes des sites, des plans préliminaires des terrains et des schémas.

Volume 7 – Construction et exploitation

Le Volume 7 présente comment l'oléoduc Énergie Est sera construit et exploité, en plus de présenter les plans de préparation et d'intervention en cas d'urgence pour le Projet. La section qui traite de la construction a une structure semblable à celle des volumes 4 et 6. Elle présente en premier lieu des renseignements d'application

générale, notamment à propos des infrastructures temporaires, suivi de la description détaillée des composants qui entreront dans la construction des nouvelles conduites, des conduites converties et des installations connexes, c'est-à-dire les stations de pompage, les terminaux de réservoirs, les terminaux maritimes et les installations de comptage de transfert de propriété.

Les renseignements relatifs à l'exploitation sont divisés en deux parties. La première traite du réseau de pipelines et la seconde, de la gestion des terminaux maritimes. La description des systèmes de gestion se trouve dans la partie des renseignements relatifs à l'exploitation. Les renseignements concernant la préparation et l'intervention en cas d'urgence s'appliquent à la construction et l'exploitation de l'oléoduc Énergie Est.

Volume 8 – Terrains et consultation avec les propriétaires fonciers

Le Volume 8 est divisé en trois parties, la partie 8A, la partie 8B et la partie 8C. Le Volume 8A présente les exigences relatives aux terrains temporaires et permanents du Projet et donne un aperçu des procédures et des calendriers d'obtention de droits fonciers et d'aires de travail temporaires. Les consultations auprès des propriétaires fonciers y sont résumées.

Les volumes 8B et 8C fournissent des exemples d'ententes à l'égard des terrains, de l'Alberta jusqu'au Nouveau-Brunswick. Les exemples d'ententes pour l'Ontario, le Québec et le Nouveau-Brunswick sont disponibles en anglais et en français.

Volume 9 – Participation des communautés

Le Volume 9 est divisé en huit parties, de la partie 9A à 9H. Le Volume 9A présente un aperçu de l'approche d'Énergie Est à l'égard de la participation des communautés et décrit les résultats des activités de participation jusqu'à mai 2014, y compris les résumés pour chaque province, de l'Alberta au Nouveau-Brunswick. Les Volumes 9A et 9H regroupent les questions relatives aux envois postaux, aux feuillets d'information, à la publicité et à la documentation relative aux journées portes ouvertes en anglais et en français.

Les volumes 9B à 9G présentent les journaux des activités de participation, classés alphabétiquement pour chaque province, partant de l'ouest vers l'est. Les journaux fournissent des comptes-rendus chronologiques de la participation jusqu'à la mi-avril 2014 dans lesquels se retrouvent les questions en suspens et les mesures de suivi. Les journaux qui concernent les activités qui ont été tenues en français sont également disponibles en français.

Volume 10 – Engagement des Autochtones

Le Volume 10 est divisé en huit parties, de la partie 10A à la partie 10H. Le Volume 10A présente le programme d'engagement des Autochtones pour le Projet.

On y trouve notamment : les principes et les objectifs du programme; la méthodologie d'engagement; le processus de collecte de données et le processus d'intégration des mesures d'atténuation appropriées aux plans du Projet; les programmes d'octroi de contrats et d'emplois et les programmes de développement de la capacité; et, les résultats des activités d'engagement (y compris des résumés pour chaque province, allant de l'Alberta au Nouveau-Brunswick). L'approche relative à la collecte de CT et à leur intégration au Projet est également présentée. Les documents d'information qui ont été fournis aux communautés des Premières Nations et des Métis se trouvent en annexe (Volume 10A et Volume 10H).

Les volumes 10B à 10G présentent les journaux des activités d'engagement, ces dernières étant classées alphabétiquement pour chaque province, partant de l'ouest vers l'est. Les journaux fournissent des comptes rendus chronologiques de la participation jusqu'à la mi-avril 2014 dans lesquels se trouvent les questions en suspens et les mesures de suivi. Les journaux qui concernent les activités qui ont été tenues en français sont également disponibles en français.

Volume 11 – Aperçu environnemental et socioéconomique

Le Volume 11 présente un résumé de la portée et de la nécessité de l'ÉES. Il présente aussi l'approche, les données recueillies et les conclusions de l'ÉES. Les journaux des consultations avec les autorités réglementaires environnementales fédérales et provinciales, pour la période allant jusqu'à avril 2014, se trouvent en annexe.

Volume 12 – Cartes pliantes

Le Volume 12 est divisé en douze parties, de la partie 12A à la partie 12L. Les volumes 12A à 12E présentent des vues aériennes d'ensemble, à une échelle de 1 : 200 000. Celles-ci montrent les sites des principaux composants du Projet relativement aux infrastructures existantes (p. ex., les principales routes et les principaux chemins de fer), les villes et les villages où les journées portes ouvertes ont lieu ou ont eu lieu, les parcs, et les communautés Autochtones.

Les volumes 12E à 12L présentent des cartes itinéraires détaillées à une échelle de 1 : 50 000, classées par tronçon d'oléoduc, d'ouest en est. Le Volume 12L comprend également les canalisations latérales de Cromer, de Montréal et de Lévis.

En complément des renseignements que contiennent les vues d'ensemble, les cartes itinéraires détaillées comportent de l'information sur les parcelles de terrains et montrent les municipalités (lorsqu'il s'agit d'information publique) et les zones protégées désignées (p. ex., les zones de protection de la faune, les zones de conservation et les réserves écologiques). Des tableaux détaillés sur les franchissements de cours d'eau sont également fournis.

Tableau 2-7 : Tronçons, sections et vannes de la canalisation principale d'Énergie Est

Nom des tronçons	Nom des sections	Longueur des sections ¹ (km)	Province	Type	Nombre de vannes par section
Tronçon de l'Alberta	Section Hardisty	56,5	AB	Nouveaux tronçons	3
	Section Lakesend	59,4	AB		6
	Section Monitor	61,6	AB		5
	Section Oyen	60,6	AB		7
	Section Cavendish	42,9	AB		7
		3,1	SK		1
Tronçon des Prairies ^{2,3}	Section McNeill	14,4	SK	Conversion	0
	Section Liebenthal	59,1	SK		5
	Section Cabri	54,3	SK		5
	Section Stewart Valley	49,4	SK		6
	Section Herbert	57,1	SK		3
	Section Chaplin	59,9	SK		6
	Section Caron	52,6	SK		6
	Section Belle Plaine	53,1	SK		5
	Section Regina	48,7	SK		4
	Section Kendal	52,7	SK		5
	Section Grenfell	56,9	SK		5
	Section Whitewood	52,1	SK		5
	Section Moosomin	2,8	SK		5
		52,8	MB		2
	Section Crandall	46,9	MB		6
	Section Rapid City	52,2	MB		6
	Section Wellwood	61,5	MB		7
	Section Portage La Prairie	58,5	MB		6
	Section Oakville	55,2	MB		6
	Section Île-des-Chênes	55,9	MB		5
Section Spruce	64,1	MB	7		
Tronçon de l'ouest de l'Ontario ³	Falcon Lake	18,1	MB	Conversion	3
		52,7	ON		2
	Section Kenora	63,7	ON		5
	Section Vermilion Bay	70,5	ON		4
	Section Dryden	61,9	ON		5
	Section Ignace	62,5	ON		5
	Section Martin	69,8	ON		4
	Section Upsala	58,0	ON		6
	Section Dog River	72,5	ON		6
	Section Eagle Head	66,8	ON		6
	Section Nipigon	64,0	ON		4
Section Jellicoe	69,9	ON	5		

Tableau 2-7 : Tronçons, sections et vannes de la canalisation principale d'Énergie Est (suite)

Nom des tronçons	Nom des sections	Longueur des sections ¹ (km)	Province	Type	Nombre de vannes par section
Tronçon du nord de l'Ontario ³	Section Geraldton	47,5	ON	Conversion	6
	Section Klotz Lake	87,6	ON		5
	Section Hearst	62,5	ON		6
	Section Calstock	68,9	ON		6
	Section Mattice	57,2	ON		6
	Section Kapuskasing	62,1	ON		6
	Section Smooth Rock Falls	71,7	ON		9
	Section Potter	69,9	ON		6
	Section Ramore	61,3	ON		5
	Section Kirkland Lake	64,5	ON		6
	Section Halleybury	63,6	ON		5
	Section Marten River	68,1	ON		5
Tronçon du raccourci de North Bay ³	Section North Bay	73,1	ON	Conversion	8
	Section Mattawa	67,6	ON		5
	Section Deux Rivières	77,5	ON		7
	Section Pembroke	69,1	ON		8
	Section Renfrew	72,1	ON		7
	Section Stittsville	71,3	ON		8
Tronçon de l'est de l'Ontario	Section Iroquois	65,8	ON	Nouveaux tronçons	4
	Section Alexandria	38,2	ON		8
Tronçon du Québec	Section St-André Est	23,7	QC	Nouveaux tronçons	1
	Section Lachute	73,6	QC		6
	Section Mascouche	75,0	QC		7
	Section Maskinongé	58,9	QC		12
	Section Saint-Maurice	76,6	QC		15
	Section Donnacona	54,0	QC		11
	Section Lévis	75,4	QC		13
	Section Cap-Saint-Ignace	60,2	QC		14
	Section Saint-Gabriel-Lalemant	81,7	QC		10
	Section Cacouna	40,9	QC		6
	Section Saint-Honoré-de-Témiscouata	65,8	QC		13
	Section Dégelis	7,5	QC		3

Tableau 2-7 : Tronçons, sections et vannes de la canalisation principale d'Énergie Est (suite)

Nom des tronçons	Nom des sections	Longueur des sections ¹ (km)	Province	Type	Nombre de vannes par section
Tronçon du Nouveau-Brunswick	Section Edmundston	62,7	NB	Nouveaux tronçons	6
	Section Grand Falls	71,5	NB		8
	Section Plaster Rock	58,8	NB		7
	Section Napadogan	92,4	NB		13
	Section Cumberland	61,0	NB		11
	Section Hampton	61,0	NB		11
Total partiel – Nouveaux tronçons de la canalisation principale		281,0	AB	Nouveaux tronçons	28
		3,1	SK		3
		104,0	ON		12
		693,1	QC		111
		407,4	NB		56
Total – Nouveaux tronçons de la canalisation principale		1 488,6			208
Total partiel – Tronçons à convertir ³		613,1	SK		61
		465,2	MB		48
		1 927,9	ON		166
Total – Tronçons à convertir		3 006,2			275
Total - Canalisation principale		4 495			483
Note :					
1. Les chiffres figurant dans cette colonne sont arrondis.					
2. Le tronçon des Prairies commence à la station de Burstall (site de vannes MLV 2 de la canalisation principale de TransCanada).					
3. La longueur des tronçons à convertir tient compte de la réorientation mineure du tracé autour des installations existantes de la canalisation principale de TransCanada sur une distance d'environ 9,2 km. Environ 4,9 km des terres traversées par le tracé modifié proposé appartiennent, à l'heure actuelle, à TransCanada (voir la section 3.1.1 du Volume 5 qui traite de la réorientation du pipeline autour des stations de compression et des vannes de la canalisation principale).					

Tableau 2-8 : Canalisations latérales et pipelines d'interconnexion d'Énergie Est

Nom	Longueur (km) ¹	Province	Vannes
Canalisation latérale de Cromer	58,0	MB	0
	2,0	SK	3
Canalisation latérale de Montréal	17,2	QC	8
Canalisation latérale de Lévis	10,1	QC	3
Pipeline d'interconnexion de Cacouna	3,0	QC	2
Canalisation latérale du terminal maritime de Saint John	2,2 x 2	NB	4
Pipeline d'interconnexion de Saint John	2,2	NB	2
	1,5	NB	2
Totaux partiels	58,0	MB	0
	2,0	SK	3
	30,3	QC	13
	8,1	NB	8
Total	98,4		24

Tableau 2-9 : Principales normes de l'industrie applicables au pipeline et aux installations connexes d'Énergie Est

Norme ^{1, 2}	Titre	Nouveaux tronçons et tronçons à convertir	Stations de pompage	Terminaux de réservoirs	Postes de comptage	Terminaux maritimes
API 2610	Design, Construction, Operation, Maintenance, and Inspection of Terminal & Tank Facilities	–	–	–	–	X
API 610	Centrifugal Pumps for Petroleum, Heavy Duty Chemical, and Gas Industry Services	–	X	X	–	X
API 616	Gas Turbines for the Petroleum Chemical and Gas Industry Services	–	X	–	–	X
API 650	Welded Steel Tanks for Oil Storage	–	–	X	–	X
ASME, section VIII, division 1	Boiler and Pressure Vessel Code, Rules for Construction of Pressure Vessels	–	X	X	X	X
Association Canadienne du Gaz (ACG) OCC-1	Recommended Practice, Control of External Corrosion on Buried or Submerged Metallic Piping Systems	X	X	X	X	X
CSA 22.1	Code canadien de l'électricité, partie I, norme de sécurité relative aux installations électriques	X	X	X	X	X
CSA S16	Steel Structures	–	–	X	X	X
CSA Z245.1	Steel Pipe	X	X	X	X	X
CSA Z245.11	Steel Fittings	X	X	X	X	X
CSA Z245.12	Steel Flanges	X	X	X	X	X
CSA Z245.15	Steel Valves	X	X	X	X	X
CSA Z245.20/Z245.21	Plant Applied Coatings for Steel Pipe/External Polyethylene Coating for Steel Pipe	X	X	X	X	X
CSA Z662-11 (annexe K)	Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz	X	–	–	–	–
CSA Z662-11 ³	Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz	X	X	X	X	X
Det Norske Veritas	Rules for Classification of Ships	–	–	–	–	X

Tableau 2-9 : Principales normes de l'industrie applicables au pipeline et aux installations connexes d'Énergie Est (suite)

Norme ^{1,2}	Titre	Nouveaux tronçons et tronçons à convertir	Stations de pompage	Terminaux de réservoirs	Postes de comptage	Terminaux maritimes
Association internationale de signalisation maritime (AISM)	Aids to Navigation Guide (NAVguide)	-	-	-	-	X
ISGOTT	International Safety Guide for Oil Tankers and Terminals	-	-	-	-	X
Lloyds	Register Rules & Regulations for the Classification of Ships	-	-	-	-	X
Mesures Canada	Custody Transfer Measurement of Natural Gas	-	-	X	X	X
CNB	Code national du bâtiment du Canada	X	X	X	X	X
CNPI	Code national de prévention des incendies du Canada	-	X	X	X	X
NFPA 30	Flammable and Combustible Liquids Code	-	-	X	X	X
NFPA 307	Construction and Fire Protection of Marine Terminals, Piers and Wharfs	-	-	-	-	X
NFPA 497	Recommended practice for the classification of flammable liquids, gases or vapours and of hazardous (classified) locations for electrical installations in chemical process areas	-	-	-	-	X
Oil Companies International Marine Forum (OCIMF)	Guide on Marine Terminal Fire Protection and Emergency Evacuation	-	-	-	-	X
Oil Companies International Marine Forum (OCIMF)	Design and Construction Specification for Marine Loading Arms	-	-	-	-	X
Oil Companies International Marine Forum (OCIMF)	Mooring Equipment Guidelines	-	-	-	-	X

Tableau 2-9 : Principales normes de l'industrie applicables au pipeline et aux installations connexes d'Énergie Est (suite)

Norme ^{1, 2}	Titre	Nouveaux tronçons et tronçons à convertir	Stations de pompage	Terminaux de réservoirs	Postes de comptage	Terminaux maritimes
Oil Companies International Marine Forum (OCIMF) en concertation avec la Chambre internationale de la marine marchande (CIMM) et l'Association internationale des ports (AIP)	International Safety Guide for Oil Tankers and Terminals	–	–	–	–	X
Association Internationale de Navigation (AIPCN)	Approach Channels, A Guide for Design	–	–	–	–	X
Association Internationale de Navigation (AIPCN)	Guidelines for the Design of Fender Systems	–	–	–	–	X
Association Internationale de Navigation (AIPCN)	Criteria for Movements of Moored Ships in Harbours	–	–	–	–	X
Transports Canada	Processus d'examen TERMPOL	–	–	–	–	X
Notes : 1. Les normes figurant dans ce tableau étaient sont à jour au 1 ^{er} avril 2014. 2. Les normes de la CSA figurant dans ce tableau intègrent souvent d'autres normes de la CSA et des publications d'autres organisations, comme l'American Society of Mechanical Engineers (ASME), l'American Society for Testing and Materials (ASTM), l'American Petroleum Institute (API), l'Organisation internationale de normalisation (ISO), l'Office des normes générales du Canada (ONGC), la National Association of Corrosion Engineers (NACE), la Steel Structures Painting Council (SSPC) et la Manufacturers Standardization Society (MSS). 3. L'annexe K vise à préciser les exigences servant à déterminer les normes d'acceptation selon les principes de la mécanique de la rupture. Les méthodes de l'annexe K servent également de fondement à l'annexe J, qui décrit l'évaluation critique technique des soudures qui ont déjà été acceptées et qui ont été jugées inacceptables par la suite selon les exigences de la clause 7.11, de la clause 7.15.10 ou de l'annexe K. L'annexe K s'applique à l'évaluation d'un grand nombre de soudures inspectées pendant la construction, tandis que l'annexe J s'applique à l'évaluation d'imperfections précises trouvées à des endroits donnés de soudures déterminées après la fin de la construction. Si une soudure qui était considérée comme acceptable à l'origine selon les normes de rechange de l'annexe K est jugée inacceptable par la suite, il est possible de l'évaluer à l'aide de l'annexe J. L'annexe J utilise les mêmes principes que l'annexe K, mais applique ces principes à une situation donnée où l'information utilisée se rapporte spécifiquement à une soudure et à une imperfection précises.						

Tableau 2-10 : Liste préliminaire des spécifications et des normes d'entreprises

Nom ¹	N° SGED	Date d'entrée en vigueur	N° de révision	Nouveaux tronçons et tronçons à convertir	Stations de comptage	Stations de pompage	Terminaux de réservoirs	Terminaux maritimes
Matériaux								
TES-FITG-CIF Specification for Contoured Insert Fittings	4424021	25 mars 2013	2	X	X	X	X	X
TES-FITG-EC1 Specification for End Closures	3779256	26 mars 2013	2	X	X	X	X	X
TES-FITG-LD Specification for Carbon Steel Buttwelding Fittings	3671270	6 déc. 2010	4	X	X	X	X	X
TES-FITG-SAD Full Encirclement Reinforcing Saddle Specification	3779258	31 janv. 2014	3	X	X	X	X	X
TES-FITG-T01 Instrument Tube Fitting, Instrument Pipe Fitting and Tubing Material Specification	3697116	11 sept. 2013	6	X	X	X	X	X
TES-FLGE-LD Specification for Carbon Steel Buttwelding Flanges	3671966	22 nov. 2010	4	X	X	X	X	X
TES-MATL-COMP Specification for the Materials Requirements of Pressure Containing Equipment Components	8071725	8 janv. 2014	0	X	X	X	X	X
TES-MATL-MD1-OIL Piping System Materials for Pipeline, Compression and Metering Facilities	7935312	16 août 2013	0	X	X	X	X	X
TES-MATL-PV1-OIL Specification for Pressure Vessels	8196526	10 sept. 2013	0	X	X	X	X	X
TES-VALV-LD Specification for Steel Valves	3671277	22 oct. 2010	4	X	X	X	X	X
TES-PIPE-EW Specification for Electric Welded Pipe	3670788	22 mars 2013	3	X	X	X	X	X
TES-PIPE-SAW Specification for Double Submerged Arc Welded Pipe	3776714	22 mars 2013	2	X	X	X	X	X
Revêtement								
TES-COAT-CAD Thermite Weld Coating	3672126	30 mai 2013	3	X	X	X	X	X
TES-COAT-EP External Polyethylene Coating for Steel Pipe	3678529	31 janv. 2011	3	X	X	X	X	X

Tableau 2-10 : Liste préliminaire des spécifications et des normes d'entreprises (suite)

Nom	N° SGED	Date d'entrée en vigueur	N° de révision	Nouveaux tronçons et tronçons à convertir	Stations de comptage	Stations de pompage	Terminaux de réservoirs	Terminaux maritimes
Revêtement (suite)								
TES-COAT-EPU External Multi-Component Liquid Coating Systems for Belowground Facilities	3671710	1 ^{er} août 2013	11	X	X	X	X	X
TES-COAT-FBE External Fusion Bond Epoxy for Steel Pipe	3670892	15 nov. 2012	6	X	X	X	X	X
TES-COAT-P1 Paint Systems for Above Ground Facilities (Non-Coastal)	3694704	17 oct. 2011	7	X	X	X	X	X
TES-COAT-P2 Paint Systems for Above Ground Facilities (Coastal)	5881132	1	3	X	X	X	X	X
TES-COAT-P3 Paint Colours for Above Ground Facilities	5568874	25 oct. 2011	0	X	X	X	X	X
TES-COAT-P4 Paint Systems for Tank Externals	6317837	14 mars 2011	1	X	–	–	X	X
TES-COAT-PET Coating Application Procedure for Petrolatum Coating	7756	28 févr. 2013	2	X	X	X	X	X
TES-COAT-HPCC High Performance Composite Coating	3845380	30 nov. 2010	1	X	X	X	X	X
TES-COAT-3PE Three Layer Polyethylene	6699972	15 oct. 2011	0	X	X	X	X	X
TES-COAT-TNK Lining of Above Ground Storage Tanks	6316716	5 janv. 2011	0	X	–	–	X	X
TES-COAT-HSS Heat Shrink Sleeve Installation Specification	3735848	3 oct. 2013	3	X	X	X	X	X
Protection cathodique								
TES-CP-CS Cathodic Protection Construction Specification	3670955	28 janv. 2013	5	X	X	X	X	X
TES-CP-IV Mitigation of Induced AC Voltage Effects	3671383	8 janv. 2013	3	X	X	X	X	X
TES-CP-MS Cathodic Protection Material Specification	3670944	21 janv. 2013	5	X	X	X	X	X

Tableau 2-10 : Liste préliminaire des spécifications et des normes d'entreprises (suite)

Nom	N° SGED	Date d'entrée en vigueur	N° de révision	Nouveaux tronçons et tronçons à convertir	Stations de comptage	Stations de pompage	Terminaux de réservoirs	Terminaux maritimes
Construction								
TES-DV05-1213 Structural Steel	6488	15 juil. 2009	2	X	X	X	X	X
TES-DV05-5000 Miscellaneous Metals	6491	15 juil. 2009	0	X	X	X	X	X
TES-DV31-2333 Excavating, Backfilling and Site Grading	6457	7 avr. 2014	2	X	X	X	X	X
TES-DV31-6216 Driven Steel Piles	6459	15 juin 2010	1	X	X	X	X	X
TES-PROJ-COM Compaction Control Measures for Pipeline Excavations	5974567	8 avr. 2011	1	X	-	-	-	-
TES-PROJ-EXC Excavation Specification	5890120	14 janv. 2011	1	X	X	X	X	X
TES-PROJ-HDD Horizontal Directional Drilling Specification	6278794	1 ^{er} juin 2011	0	X	-	-	-	-
TES-PROJ-PCS Pipeline Construction Specification	3745282	18 mars 2011	2	X	-	-	-	-
TES-PROJ-ROW Right of Way Specification	6363243	16 nov. 2011	0	X	-	-	-	-
TES-PROJ-WTR Waterbody Crossing Specification	3748064	30 avr. 2002	0	X	-	-	-	-
TES-PROJ-STK Temporary Stockpiling of Steel Pipe	5415573	15 mars 2010	0	X	X	X	X	X
TES-PROJ-BLT Blasting Specification		30 déc. 2002					X	X
TES-MECH-FBT Specification for Flange Assembly	6489784	9 juil. 2012	2	X	X	X	X	X
TES-BUOY-CON Construction and Installation of Buoyancy Control	3671271	21 janv. 2013	3	X	X	X	X	X
Essais hydrostatiques								
TES-HYDRO-CDN Hydrostatic Testing Specification	7591539	22 oct. 2013	1	X	X	X	X	X
Essais non destructifs								
TES-NDT-RT Radiographic Examination of Piping and Facility Welds	3671368	13 mars 2012	5	X	X	X	X	X
TES-NDT-UT1 Mechanized Ultrasonic Examination of Pipeline Girth Welds	3670963	13 mars 2012	3	X	X	X	X	X
TES-NDT-UT2 Manual Ultrasonic Examination of Welds	3670958	21 mai 2013	2	X	X	X	X	X

Tableau 2-10 : Liste préliminaire des spécifications et des normes d'entreprises (suite)

Nom	N° SGED	Date d'entrée en vigueur	N° de révision	Nouveaux tronçons et tronçons à convertir	Stations de comptage	Stations de pompage	Terminaux de réservoirs	Terminaux maritimes
Conception								
TES-MECH-LIQ-LR Launcher and Receiver Station Design Specification	7911970	17 avr. 2013	0	X	X	X	X	X
TES-MECH-VA Valve Assemblies for Liquid Service Pipelines	7913246	19 avr. 2013	0	X	X	X	X	X
TES-STRS-PUMP Pipe Stress Analysis for Pump Station and Tank Terminal	6592132	15 avr. 2013	0	–	X	X	X	X
TES-STRS-METER Pipe Stress Analysis for Meter Stations	6554635	30 juin 2011	0	–	X	X	X	X
TES-STRS-BUOY Design of Buoyancy Control Measures for Pipelines	3671271	20 févr. 2013	3	X	–	–	–	–
Soudage								
TES-WELD-ABR Removal of Arc Burns (New and Existing Facilities)	3670959	15 févr. 2012	2	X	X	X	X	X
TES-WELD-AS Welding of Assemblies and Station Piping	3670962	30 avr. 2012	3	X	X	X	X	X
TES-WELD-PL Welding of Pipelines and Tie-ins	3670960	6 janv. 2012	4	X	X	X	X	X
Réservoirs								
TES-TANK-AST Aboveground Storage Tanks - Atmospheric	8042207	13 sept. 2013	0	–	–	–	X	X
Équipement								
TES-MAIN-PUMP Mainline Centrifugal Pumps Specification	8025527	4 juin 2014	1	–	X	–	–	–
TES-EQUP-PUMP Booster Pump Specification	8025524	13 mars 2013	0	–	–	–	X	X
TES-EQUP-INSTL Mechanical Equipment Installation Specification - Mainline Centrifugal Pumps	8025532	11 mars 2013	0	–	X	–	–	–

Tableau 2-10 : Liste préliminaire des spécifications et des normes d'entreprises (suite)

Nom	N° SGED	Date d'entrée en vigueur	N° de révision	Nouveaux tronçons et tronçons à convertir	Stations de comptage	Stations de pompage	Terminaux de réservoirs	Terminaux maritimes
Mesures								
TES-MEAS-LGTF Gauger Test Facility for Liquid Measurement	8162419	3 juin 2013	0	-	-	-	X	X
TES-MEAS-LCTM Liquid Custody Transfer Meter Skid	8168715	10 sept. 2013	0	-	-	X	X	X
TES-MEAS-LMP Stationary Bi-Directional Liquid Meter Prover Skid	8168858	23 août 2013	0	-	-	X	X	X
TES-MEAS-LQMU Liquid Quality Measurement Unit	8256929	10 sept. 2013	0	-	-	X	X	X
TES-MEAS-LTGS Low Vapour Pressure Hydrocarbon Liquid Tank Gauging System	816327	5 juin 2013	0	-	-	-	X	X
Civil								
TES-CIVIL-DES Civil Design Criteria - Facilities	8040016	1 ^{er} oct. 2013	0	X	X	X	X	X
TES-CIVIL-SURV Specification for Facility Site Surveying	8040023	25 mars 2013	0	-	X	X	X	X
TES-CIVIL-GEO Specification for Facility Geotechnical Investigation	8040021	31 mars 2013	0	-	X	X	X	X
TES-DV02-3200 Geotechnical Investigations	6455	28 mai 2014	1	X	X	X	X	X
TES-DV13-3420 Pre-Engineered Skid Building	3690601	31 mars 2013	1	-	X	X	X	X
TES-DV33-4621 Building Foundations and Underslab Drainage	6461	30 sept. 2009	0	-	X	X	X	X
TES-STRU-DES Structural Design Criteria	8040018	22 mars 2013	0	-	X	X	X	X
Remarque : 1. Les spécifications figurant dans ce tableau sont à jour au 1 ^{er} avril 2014.								

Tableau 2-11 : Information supplémentaire prévue par Énergie Est

Référence	Dépôt supplémentaire	Date de dépôt prévue
Volume 1, section 2.9.3 Volume 4, section 2.9 Volume 7, section 2.11	Plan d'atténuation pour les formations rocheuses acides	T3 2015
Volume 1, section 2.9.4 Volume 4, sections 3.3.1.4 et 3.4.4, Annexes Vol 4-35, 4-62 et 4-65 Volume 5, sections 4.2.5 et 4.2.6 Annexes Vol 5-42, Vol 5-45 et Vol 5-46	Mise à jour de la méthode de franchissement et autres emplacements pour les franchissements des rivières des Outaouais, Iroquois et Salmon	T2 2015
Volume 1, section 2.9.4 Volume 4, section 3.3 Annexes Vol 4-48 à Vol 4-55	Mise à jour de l'information afin de rendre compte des travaux géotechniques en cours sur huit franchissements de cours d'eau au sud du fleuve Saint-Laurent	T1 2015
Volume 1, section 2.9.4 Volume 4, section 3.3, Annexes Vol 4-45 et Vol 4-56	Mise à jour de l'information afin de rendre compte des travaux géotechniques en cours pour le franchissement du fleuve St-Laurent	T1 2015
Volume 1, section 2.7.5 Volume 5, section 2.3	<ul style="list-style-type: none"> plan de remédiation pour régler les questions soulevées lors d'inspections internes confirmation de la réalisation du plan de remédiation mis en place pendant la construction du Projet 	T2 2016
Volume 1 section 2.13 Volume 7, section 5.3	<ul style="list-style-type: none"> mise à jour du processus d'évaluation TERMPOL Le comité d'examen TERMPOL présente son rapport sur les terminaux maritimes de Canaport Énergie Est et de Cacouna 	T2 2015 (après la publication des rapports du comité d'examen TERMPOL)
Volume 1, tableau 3-6	Mise à jour du programme d'engagement des Autochtones, y compris les activités d'engagement de suivi à mener auprès de communautés supplémentaires identifiées par l'ONÉ au printemps 2014	T4 2014
Volume 3, section 4.2.3, Assurances financières Listes de contrôle du Guide de dépôt Item D1c)	Estimation détaillée des coûts d'un déversement crédible selon le pire des scénarios à une installation du Projet	T1 2015
Volume 4, section 4.3, annexes Vol 4-3 et Vol 4-4	Mise à jour des rapports sur les géorisques et hydrotechniques de Golden Associates Inc., y compris les mesures d'atténuation potentielles	T1 2015
Volumes 7, 9 et 10 Item H1	Mise à jour de la consultation sur le transport maritime	T1 2015
Volume 8, Terrains Listes de contrôle du Guide de dépôt Item G4 (27 juin 2014)	Plans d'arpentage pour la construction accompagnés des renseignements détaillés sur la propriété des terres	T2 2016

Tableau 2-11 : Information supplémentaire prévue par Énergie Est (suite)

Référence	Dépôt supplémentaire	Date de dépôt prévue
Volume 11, section 3	<p>Évaluation des composantes du Projet qui ne sont pas incluses dans l'ÉES, y compris :</p> <ul style="list-style-type: none"> • les réalignements de l'oléoduc autour des stations de compresseur et des vannes de la canalisation principale sur le pipeline de conversion • les chemins d'accès permanents pour les terminaux de réservoirs et les stations de pompage • les améliorations du tracé en fonction de la conception détaillée et des suggestions des parties prenantes 	T4 2014
Volume 11, section 3	<p>Évaluation des composantes du projet qui ne sont pas incluses dans l'ÉES, y compris :</p> <ul style="list-style-type: none"> • les postes de vannes de sectionnement sur le pipeline de conversion • les chemins d'accès permanents pour les postes de vannes de sectionnement • les emplacements des baraquements, des aires de stockage et d'autres installations connexes temporaires connus 	T1 2015 (qui sera mise à jour avec les travaux sur le terrain au T3 2015)
Volume 1, section 2.17 Volume 11, section 3	<p>Annexes de l'ÉES afin de faire rapport des effets importants relativement :</p> <ul style="list-style-type: none"> • aux effets de la construction et de l'exploitation du terminal maritime de Cacouna sur les mammifères marins • aux effets, sur les mammifères marins, du transport maritime dans le golfe Saint-Laurent et dans la baie de Fundy 	T1 2015
	<ul style="list-style-type: none"> • aux effets potentiels du franchissement par tranchée à ciel ouvert de la rivière Assiniboine, au Manitoba, sur la mulette feuille d'érable, en fonction de la modélisation du transport sédimentaire • à la rainette faux-grillon de l'Ouest à la lumière du plan de rétablissement proposé du 3 juillet 2014 pour cette espèce en Ontario 	T4 2014
Volume 11, section 3	Rapports de données techniques qui comprendront les données de terrain de 2014 (tels qu'identifiés dans les volumes 2, 3, 4 et 6 de l'ÉES)	T4 2014
Volume 11, section 3	Évaluation quantitative des effets potentiels du Projet sur l'habitat essentiel du caribou des bois dans le nord de l'Ontario	T4 2014
Volume 11, section 3	Cartes-tracés environnementales	T1 2015
Volume 11, section 4	Évaluation des risques pour la santé humaine et pour l'écologie d'un petit déversement et scénarios de la pire éventualité de déversement envisageable, pour ce qui est des déversements en milieu marin	T1 2015
Volume 11, section 5	Plans de protection de l'environnement mis à jour	T4 2014

3.0 JUSTIFICATION DU PROJET

Le Projet est justifié par l'intérêt public canadien.

3.1 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 services fermes 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.

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 pour le Projet. Il est également la norme clé qui doit être atteinte dans la demande distincte mais simultanée du certificat d'utilité publique 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 certificat d'utilité publique 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 services fermes 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.

3.2 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.¹
- 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.²
- 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.³
- 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.⁴
- 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.⁵

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.⁶

¹ 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.

² 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.

³ 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.

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

⁵ Voir, par ex., Décision OH-1-2009, pages 82-83.

⁶ 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.

3.3 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 pour fournir 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 :

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

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 services fermes de gaz grâce à l'ajout limité d'installations gazières comme le

⁷ Voir Volume 1, annexe Vol 1-1 : Rapport Concentric

⁸ Voir Volume 1, annexe Vol 1-2 : Rapport du CBdC

⁹ Voir Volume 1, annexe Vol 1-3 : Rapport Priddle

¹⁰ Voir Volume 3, annexe Vol 3-4 : Rapport IHS

¹¹ Voir Volume 13, Évaluation environnementale et socioéconomique (ÉES Vol 3, Évaluation socioéconomique)

¹² Voir Volume 1, annexe Vol 1-2 : Rapport Concentric, annexe B

propose le PRPE est dans l'intérêt public. Les conclusions des experts sont plus amplement décrites plus loin dans la présente section.

3.4 L'INTÉRÊT PUBLIC DU PROJET

Des facteurs environnementaux, sociaux et économiques sont pertinents pour déterminer l'intérêt public. En particulier 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 pour les expéditeurs sur la canalisation principale puisque TransCanada continuera à répondre à ses obligations de services fermes. De plus, TransCanada estime que la cession des actifs, même en tenant compte des coûts du PRPE, entraînera un avantage économique net pour tous les expéditeurs sur la canalisation principale, y compris les expéditeurs dans le triangle de l'Est.

3.4.1 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 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.¹³ 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 contrat ferme.

3.4.2 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 reliée aux pipelines. Comme l'indique M. Priddle, le pétrole brut de l'Ouest canadien est « enclavé » et sera « [traduction] immobilisé à un coût très élevé pour le secteur privé et public en raison de l'absence d'une capacité de transport ».¹⁴

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 efficacité 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.

3.4.3 Avantages économiques considérables à la grandeur du pays

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

¹³ 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.

¹⁴ Volume 1, annexe Vol 1-3 : rapport Priddle, page 29.

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

- 128 337 équivalents temps plein (ETP) d'emploi pendant la phase de la construction du Projet et 88 193 ETP de plus au cours des 20 premières années de l'exploitation
- des effets sur le PIB estimés à 36,4 G\$ entre 2013 et 2038
- des hausses des recettes publiques de 6,3 G\$ au cours des 20 premières années de l'exploitation
- des paiements d'impôt sur le revenu et de redevances de 58,9 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

3.4.4 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 qu'un 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

3.4.5 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.

3.4.6 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 et réduira les troubles de jouissance, ce qui diminuera 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 existantes ou d'autres emprises de service public le long du tracé.

3.4.7 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 services fermes 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 services fermes 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 245 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.

3.4.8 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 900 M\$ pour les expéditeurs sur la canalisation principale, dont environ 500 M\$ seront attribuables aux expéditeurs du triangle de l'Est, en fonction de la valeur actualisée nette, comme il est indiqué à la Section 4 du Volume 2.

L'approche prudente prise par TransCanada dans ses prévisions de ses obligations de services fermes 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.

3.5 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;
- 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.

3.5.1 Phase du développement

L'investissement de 12,8 G\$ associé au développement d'Énergie Est, qui inclut le Projet du réseau principal de l'Est, devrait générer 2,9 G\$ en recettes publiques pour les gouvernements fédéraux et provinciaux entre 2013 et 2019. Le Conference Board prévoit que le développement du Projet produira 8,2 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 1,4 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 992 M\$, suivi du Québec (749 M\$) et du Nouveau-Brunswick (319 M\$).

Les dépenses associées au Projet devraient entraîner 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 128 337 années-personnes ÉTP, dont 45,7 % 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 (32,2 %), suivi du Québec (29,3 %), du Nouveau-Brunswick (16,0 %) et de l'Alberta (10,2 %).

3.5.2 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 88 193 années-personnes d'emploi, et ce chiffre s'établit à 117 650 si la totalité de la capacité est pleinement utilisée. En obtenant 43,7 % des avantages en matière d'emploi, l'Ontario bénéficie de la plus grande part de ces avantages. Toutefois, d'autres provinces, particulièrement les Prairies (32,9 %) et le Québec (14,9 %), 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 4,7 G\$ en recettes publiques gouvernementales au cours des 20 premières années d'exploitation. Ce chiffre monte à 6,3 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 50 % des répercussions fiscales, suivi de l'impôt sur le revenu des particuliers (23,6 %) et le reste provient des taxes ou impôts indirects ou 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 35 % du total. Le Québec retire ensuite la plus grande part avec 25 %, suivi de l'Alberta (12 %) et du Nouveau-Brunswick (9 %).

3.5.3 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 31,9 G\$ supplémentaires en recettes publiques. Les perceptions d'impôt sur le revenu des sociétés représenteraient 42 % de ce montant au fédéral et 28,3 % 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 58,9 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 59 % du total.

3.5.4 Résumé des impacts économiques et des répercussions fiscales

Le tableau 3-1 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 2038, le Projet devrait générer 216 530 années-personnes d'emploi. Il devrait également produire des répercussions fiscales d'une valeur de 66,6 G\$ au cours de la même période.

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

**Tableau 3-1 : Résumé des impacts économiques et des répercussions fiscales d'Énergie Est
 (effets cumulatifs, 2013-2038)**

	Autres provinces de l'Atlantique ¹	Nouveau-Brunswick ¹	Québec ¹	Ontario ¹	Manitoba ¹	Saskatchewan ¹	Alberta ¹	Colombie-Britannique ¹	Territoires ¹	Canada ¹
Effets sur l'emploi (années-personnes, ETP)	2 193	24 090	50 748	79 799	9 895	12 340	31 398	5 980	87	216 530
Développement du Projet	1 491	20 483	37 634	41 270	4 953	6 641	13 092	2 737	37	128 337
Exploitation du Projet	702	3 607	13 114	38 529	4 942	5 699	18 307	3 243	51	88 193
Effets sur le PIB (en millions de \$ de 2013)	220	3 104	5 832	15 170	1 767	2 741	7 016	522	15	36 386
Développement du Projet	151	1 615	3 141	3 913	410	600	1 440	232	7	11 510
Exploitation du Projet	68	1 489	2 691	11 257	1 357	2 141	5 576	289	9	24 876
Répercussions fiscales (en millions de \$ de 2013)	1 371	1 295	7 687	12 183	1 197	2 688	36 244	3 789	96	66 550
Développement du Projet	88	319	749	992	119	135	318	222	6	2 948
Exploitation du Projet	145	443	1 195	1 653	187	220	544	338	9	4 734
Rentrées nettes supérieures	1 138	533	5 744	9 538	891	2 332	35 381	3 229	82	58 868
Note :										
1. La source de ce tableau est Le Conference Board du Canada.										

3.6 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 1 G\$) plus une prime de 500 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 (NPS 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 (NPS 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 (NPS 42) allant de la VCP-116 près de North Bay (Ontario) à la VCP-1401 près d'Iroquois (Ontario)

Outre l'évaluation par le Conference Board susmentionnée, TransCanada a évalué quelle serait l'incidence, sur les besoins en revenus de la canalisation principale, du transfert 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 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 900 M\$ pour les expéditeurs de 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 900 M\$, en fonction de la VAN, il y a un avantage net de 500 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 2, section 4 de la Demande.

3.7 AUTRES AVANTAGES

3.7.1 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 fédérales 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 2027 à 2030 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'outremer, 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 1-2 pour consulter l'intégralité du rapport de Concentric (en anglais).

3.7.2 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 du 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 représenté 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 dans le 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 donner aujourd'hui l'assurance aux investisseurs en amont que la capacité du pipeline sera adéquate afin de répondre aux besoins de leurs investissements au moment où ceux-ci porteront leurs fruits. Le Projet 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'il 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 1-3 pour consulter l'intégralité du rapport de M. Priddle (en anglais).

Annexe Vol 1-1

Le Conference Board du Canada (Septembre 2014)



Le Conference Board
du Canada

The Conference Board
of Canada

RAPPORT PERSONNALISÉ

Projet d'oléoduc Énergie Est : les retombées économiques pour le Canada et ses régions

Date de présentation : Octobre 2014

Auteur : Le Conference Board du Canada

Destinataire : TransCanada Corporation

Personne-ressource :

Glen Hodgson

Premier vice-président et économiste en chef

Le Conference Board du Canada

hodgson@conferenceboard.ca

Table des matières

Les retombées de la phase de développement d'Énergie Est	4
Les retombées de la phase d'exploitation d'Énergie Est	5
Les retombées liées à l'augmentation des revenus nets des producteurs.....	6
En bref.....	6
Chapitre 1 Introduction.....	7
Chapitre 2 Les retombées économiques de la phase de développement d'Énergie Est.....	9
2.1 En bref.....	10
2.2 Les retombées directes	10
2.3 Les retombées indirectes	13
2.3.1 Les retombées indirectes par secteur.....	14
2.3.2 Les retombées indirectes par région	21
2.4 Les retombées induites.....	26
2.4.1 Les retombées induites par secteur.....	27
2.4.2 Les retombées induites par région	28
2.5 Les retombées fiscales	30
2.5.1 Les retombées pour le gouvernement fédéral	31
2.5.2 Les retombées pour les gouvernements provinciaux.....	31
Chapitre 3 Les retombées économiques de l'exploitation de l'oléoduc Énergie Est.....	33
3.1 Résumé.....	33
3.2 Les retombées directes	34
3.3 Les retombées indirectes	36
3.3.1 Les retombées indirectes par secteur.....	37
3.3.2 Les retombées indirectes par région	42
3.4 Les retombées induites.....	44
3.4.1 Les retombées induites par secteur.....	45
3.4.2 Les retombées induites par région	46
3.5 Les retombées fiscales	47
3.5.1 Les retombées fiscales fédérales	48

3.5.2 Les retombées fiscales provinciales	49
3.6 Les retombées économiques de la capacité de transport non garantie	49
3.7 Résumé des retombées économiques des phases de développement et d'exploitation	50
Chapitre 4 Les retombées fiscales liées à l'augmentation des revenus nets des producteurs de pétrole canadiens	52
4.1 Le scénario « Énergie Est seul »	54
4.1.1 Les retombées fiscales : les redevances	54
4.1.2 Les retombées fiscales : l'impôt sur le revenu	55
4.2 Le scénario « tous les oléoducs »	56
Chapitre 5 : Conclusion	57
Annexe A Curriculum vitæ et qualifications professionnelles de Glen Hodgson	60
Annexe B Bibliographie	63
Annexe C : Modèles d'entrées-sorties	64
Principales hypothèses	65

Le pétrole est un produit de base qui se négocie à l'échelle mondiale et pour lequel il existe une infrastructure de transport bien établie. Par conséquent, après rajustements pour tenir compte de la qualité du produit et des coûts de transport, les différents prix de référence mondiaux sont en général presque identiques les uns par rapport aux autres. Cependant, depuis quelques années, ce n'est plus le cas, car « le pétrole brut de l'Ouest canadien est souvent vendu à prix réduit par rapport à celui d'autres régions¹ ». Cette situation a eu de graves conséquences économiques et fiscales pour le Canada, surtout dans les régions productrices de pétrole.

Compte tenu de la situation, le développement d'une nouvelle infrastructure de transport pétrolier en Amérique du Nord suscite un intérêt grandissant. Quatre grands projets d'oléoducs sont actuellement envisagés pour transporter le pétrole produit dans l'Ouest canadien. L'un d'entre eux – le projet d'oléoduc Énergie Est (ci-après Énergie Est) – permettrait d'acheminer 1,1 million de barils de pétrole par jour (mbj) à partir de points de réception en Alberta et en Saskatchewan jusqu'aux raffineries de l'est du Canada et aux terminaux de Cacouna (Québec) et de Saint John (Nouveau-Brunswick).

Le présent rapport vise à évaluer les retombées économiques et fiscales d'Énergie Est. Pour ce faire, nous examinons les retombées potentielles sous plusieurs angles, notamment :

- les retombées liées à l'investissement initial requis pour construire l'oléoduc et les infrastructures connexes;
- les retombées liées à l'exploitation de l'oléoduc une fois celui-ci construit et opérationnel;
- les retombées liées à l'augmentation des revenus nets des producteurs de pétrole qui devraient résulter de la diminution des écarts entre le prix du pétrole canadien et les prix de référence internationaux.

Les retombées de la phase de développement d'Énergie Est

La phase de développement d'Énergie Est englobe les activités de construction de l'oléoduc. Outre son projet d'oléoduc, TransCanada a aussi proposé un projet de gazoduc, appelé Projet du réseau principal Est. Ces deux projets sont liés, car le nouveau gazoduc permettra à TransCanada de continuer à approvisionner en gaz ses clients de l'est de l'Ontario après qu'une partie des infrastructures gazières existantes de la région aient été converties pour transporter du pétrole dans le cadre d'Énergie Est. C'est pour cette raison que nous incluons dans notre analyse les dépenses prévues pour le Projet du réseau principal Est. Les deux projets combinés devraient entraîner des dépenses d'un montant total de 12,8 G\$ (en dollars de 2013)² dans six provinces.

Ces dépenses auraient des retombées directes sur le secteur de la construction, des retombées indirectes (sur la chaîne d'approvisionnement) liées aux intrants nécessaires pour la réalisation du projet et des retombées induites, qui se produisent quand les employés dépensent les salaires gagnés grâce aux retombées directes et indirectes. Ensemble, ces trois types de retombées permettraient de soutenir

¹ IHS inc. *Supply and Market Study for Energy East Project*, p. 15.

² Sauf indication contraire, tous les montants en dollars sont exprimés en dollars de 2013.

128 337 années-personnes de travail (équivalents temps plein ou ETP)³, avec 45,7 % d'emplois directs, le pourcentage restant étant constitué d'emplois indirects ou induits. Les provinces traversées par l'oléoduc récolteraient près de 97 % des avantages en matière d'emploi, l'Ontario étant le principal bénéficiaire (32,2 %), suivi du Québec (29,3 %), du Nouveau-Brunswick (16 %) et de l'Alberta (10,2 %).

Les 12,8 G\$ de dépenses liées au développement d'Énergie Est et du Projet du réseau principal Est devraient générer 2,9 G\$ de recettes publiques fédérales et provinciales entre 2013 et 2019, soit un rendement équivalant à 23 \$ par tranche de 100 \$ investis. Avec 8,2 G\$ de salaires, traitements et revenus supplémentaires du travail générés pendant la phase de développement, la plus grande part des retombées fiscales proviendrait de l'impôt sur le revenu des particuliers, qui rapporterait 1,4 G\$. En supposant que les recettes fiscales fédérales soient réparties entre les provinces selon leur profil démographique, l'Ontario récolterait la plus grande part des recettes fiscales fédérales et provinciales combinées (992 M\$), suivi du Québec (749 M\$) et du Nouveau-Brunswick (319 M\$).

Les retombées de la phase d'exploitation d'Énergie Est

Une fois opérationnel, l'oléoduc Énergie Est aura des retombées positives continues sur le plan économique et fiscal. Nous évaluons ces retombées d'exploitation durant les 20 premières années selon deux scénarios distincts. Le premier scénario tient uniquement compte des retombées des volumes souscrits à long terme et peut être considéré comme le scénario « de répercussions minimales ». Le second scénario, celui de la pleine capacité, évalue les plus vastes retombées économiques qui se produiront quand les capacités non réservées ou non souscrites de l'oléoduc seront pleinement utilisées.

En tenant compte des retombées directes, indirectes et induites, les 20 premières années d'exploitation de l'oléoduc permettraient de soutenir au minimum 88 193 années-personnes de travail, chiffre qui pourrait atteindre les 117 650 années-personnes si l'oléoduc fonctionne à plein rendement. C'est l'Ontario qui récolterait la plus grande part des avantages en matière d'emploi (43,7 %), suivi des provinces des Prairies (32,9 %) et du Québec (14,9 %).

Concernant les retombées fiscales, l'exploitation de l'oléoduc devrait générer au minimum 4,7 G\$ de recettes fiscales pendant les 20 premières années. Cette estimation pourrait grimper à 6,3 G\$ si l'oléoduc fonctionne à plein rendement. Cela s'explique par le fait que le secteur des oléoducs a de vastes retombées en matière d'impôt sur les sociétés. Les recettes de l'impôt sur les sociétés représentent 50 % des retombées fiscales, suivies des recettes de l'impôt sur le revenu des particuliers (23,6 %). Le pourcentage restant correspond aux impôts indirects ou à la hausse des cotisations aux régimes d'assurance sociale. En supposant ici aussi que les recettes fédérales seront réparties selon le profil démographique, l'Ontario recevra la plus grande part combinée de recettes fiscales (35 % du total), suivi du Québec (25 %), de l'Alberta (12 %) et du Nouveau-Brunswick (9 %).

³ Sauf indication contraire, tous les chiffres de l'emploi sont exprimés en équivalents temps plein. Un employé à temps plein est une personne travaillant environ 40 heures par semaine. Une année-personne de travail correspond au travail que peut accomplir une personne en un an.

Les retombées liées à l'augmentation des revenus nets des producteurs

Outre les retombées économiques et fiscales liées à sa construction et à son exploitation, Énergie Est devrait accroître le prix que les producteurs canadiens reçoivent pour leur pétrole. Dans le cadre de cette analyse, IHS inc. (ci-après IHS) a établi des prévisions pour le prix du pétrole brut de l'Ouest canadien selon différents scénarios, en s'appuyant sur ses prévisions de référence concernant la production pétrolière dans la région. IHS examine plus précisément le cas où aucun oléoduc ne serait construit par rapport au cas où seul l'oléoduc Énergie Est serait construit, que nous appellerons le scénario « Énergie Est seul ». De même, IHS modélise un scénario dans lequel le projet Keystone XL, le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain, le projet Northern Gateway et le projet d'oléoduc Énergie Est sont tous menés à bien, que nous appellerons le scénario « tous les oléoducs ».

Les retombées fiscales de chacun de ces scénarios ont été estimées et il a été établi qu'Énergie Est rapporterait au minimum 31,9 G\$ de plus en recettes publiques. Les recettes de l'impôt fédéral sur les sociétés représenteraient 42 % de ce montant, et celles de l'impôt provincial sur les sociétés 28,3 %. Le pourcentage restant proviendrait de l'augmentation des recettes liées aux redevances (en Alberta et en Saskatchewan) résultant de la hausse du prix du pétrole. Dans le scénario « tous les oléoducs », les autres avantages d'ordre fiscal liés à la hausse des revenus nets pourraient atteindre les 58,9 G\$. Comme la majeure partie du pétrole acheminé par l'oléoduc proviendrait de l'Alberta, c'est cette province qui récolterait le plus gros avantage, soit 59 % du total.

En bref

Le tableau 1 résume les retombées économiques et fiscales liées au développement et à l'exploitation d'Énergie Est et utilise le scénario « tous les oléoducs » pour évaluer les revenus nets plus élevés des producteurs et les retombées de l'exploitation en se basant uniquement sur les volumes souscrits. Entre 2013 et 2038, Énergie Est devrait soutenir 216 530 années-personnes de travail et générer 66,6 G\$ de recettes fiscales.

Tableau 1

Résumé des retombées économiques et fiscales du projet d'oléoduc Énergie Est (effets cumulatifs, 2013 à 2038)

	Autres provinces de l'Atlantique	Nouveau-Brunswick	Québec	Ontario	Manitoba	Saskatchewan	Alberta	Colombie-Britannique	Territoires	Canada
Retombées sur l'emploi (années-personnes, ETP)	2,193	24,090	50,748	79,799	9,895	12,340	31,398	5,980	88	216,530
– Phase de développement	1,491	20,483	37,634	41,270	4,953	6,641	13,092	2,737	37	128,337
– Phase d'exploitation	702	3,607	13,114	38,529	4,942	5,699	18,307	3,243	51	88,193
Retombées sur le PIB (M\$ de 2013)	220	3,104	5,832	15,170	1,767	2,741	7,016	522	15	36,386
– Phase de développement	151	1,615	3,141	3,913	410	600	1,440	232	7	11,510
– Phase d'exploitation	68	1,489	2,691	11,257	1,357	2,141	5,576	289	9	24,876
Retombées fiscales (M\$ de 2013)	1,371	1,295	7,687	12,183	1,197	2,688	36,244	3,789	96	66,550
– Phase de développement	88	319	749	992	119	135	318	222	6	2,948
– Phase d'exploitation	145	443	1,195	1,653	187	220	544	338	9	4,734
– Augmentation des revenus nets	1,138	533	5,744	9,538	891	2,332	35,381	3,229	82	58,868

Source : Le Conference Board du Canada.

Chapitre 1

Introduction

Le pétrole est un produit de base qui se négocie à l'échelle mondiale et pour lequel il existe une infrastructure de transport bien établie. Par conséquent, après rajustements pour tenir compte de la qualité du produit et des coûts de transport, les différents prix de référence mondiaux sont en général presque identiques les uns par rapport aux autres. Cependant, depuis quelques années, ce n'est plus le cas, car « le pétrole brut de l'Ouest canadien est souvent vendu à prix réduit par rapport à celui d'autres régions⁴ ». Cette situation a eu de graves conséquences économiques et fiscales pour le Canada, surtout dans les régions productrices de pétrole.

Compte tenu de la situation, le développement d'une nouvelle infrastructure de transport pétrolier en Amérique du Nord suscite un intérêt grandissant. Quatre grands projets d'oléoducs sont actuellement envisagés pour transporter le pétrole produit dans l'Ouest canadien. L'un d'entre eux – le projet d'oléoduc Énergie Est (ci-après Énergie Est) – permettrait d'acheminer 1,1 million de barils de pétrole par jour (mbj) à partir de points de réception en Alberta et en Saskatchewan jusqu'aux raffineries de l'est du Canada et aux terminaux de Cacouna (Québec) et de Saint John (Nouveau-Brunswick).

Le présent rapport vise à évaluer les retombées économiques et fiscales d'Énergie Est. Pour ce faire, nous examinons les retombées potentielles sous plusieurs angles, notamment :

- les retombées liées à l'investissement initial requis pour construire l'oléoduc et les infrastructures connexes;
- les retombées liées à l'exploitation de l'oléoduc une fois celui-ci construit et opérationnel;
- les retombées liées à l'augmentation des revenus nets des producteurs de pétrole qui devraient résulter de la diminution des écarts entre le prix du pétrole canadien et les prix de référence internationaux.

Les résultats de cette analyse permettent de mieux comprendre les retombées économiques et fiscales de l'oléoduc lui-même ainsi que les retombées potentielles pour les gouvernements et l'industrie pétrolière du Canada. Nous traiterons des résultats tant sur le plan fédéral que provincial, en mettant particulièrement l'accent sur les provinces traversées par l'oléoduc. Nous examinerons aussi la mesure dans laquelle les autres provinces et l'ensemble du pays profiteront des retombées, en accordant une attention particulière aux retombées liées à la chaîne d'approvisionnement et aux retombées fiscales.

⁴ IHS inc. *Supply and Market Study for Energy East Project*, p. 15.

Description du projet d'oléoduc Énergie Est

L'oléoduc Énergie Est devrait acheminer environ 1,1 mbj de pétrole brut de l'Alberta et de la Saskatchewan jusqu'aux terminaux du Québec et du Nouveau-Brunswick, sur une distance totale de 4 500 km. Si le projet est approuvé, la construction de l'oléoduc commencera en 2016, et le pétrole pourra être transporté avant la fin de 2018. Le projet comprend trois grands volets :

- La conversion d'un gazoduc existant en oléoduc. Le pipeline relie l'ouest de la Saskatchewan à l'est de l'Ontario.
- La construction de nouveaux oléoducs en Alberta, en Saskatchewan, au Manitoba, en Ontario, au Québec et au Nouveau-Brunswick, qui seront reliés au pipeline converti.
- La construction d'infrastructures connexes, comme des stations de pompage tout le long du parcours, des réservoirs en Alberta, en Saskatchewan, au Québec et au Nouveau-Brunswick ainsi que des installations maritimes au Québec et au Nouveau-Brunswick.

En plus d'Énergie Est, TransCanada a proposé le projet du réseau principal Est, qui vise à construire un gazoduc pour transporter du gaz naturel sur environ 245 km à travers l'est de l'Ontario, de la ville de Markham jusqu'à la municipalité d'Iroquois, ainsi que les infrastructures connexes. Le projet du réseau principal Est vise à assurer l'approvisionnement en gaz des clients de l'est de l'Ontario après la conversion des infrastructures gazières en oléoduc dans le cadre d'Énergie Est. C'est pourquoi nous considérons que l'investissement associé au projet du réseau principal Est fait partie intégrante de l'analyse des retombées économiques examinées dans ce rapport.

Source : TransCanada.

Chapitre 2

Les retombées économiques de la phase de développement d'Énergie Est

En ce qui concerne les retombées économiques, tous les projets passent par deux phases distinctes. La première, celle du développement, englobe la planification du projet, les activités de construction de même que l'achat et l'installation du matériel. La seconde phase correspond à la période d'exploitation du projet. Elle comprend les dépenses annuelles engagées pour la main-d'œuvre, les installations, l'entretien et les autres intrants sur toute la durée de vie du projet. Le présent chapitre est consacré aux retombées économiques de la phase de développement d'Énergie Est, tandis que le chapitre suivant traite des retombées économiques de l'exploitation de l'oléoduc après sa mise en service.

Dans le présent rapport, nous quantifions quatre types de retombées économiques liées au développement et à l'exploitation d'Énergie Est :

- 1) **les retombées directes** : elles sont directement liées au développement et à l'exploitation d'Énergie Est. Au cours de la phase de développement, la plupart des retombées directes concerneront l'industrie de la construction. Pendant la phase d'exploitation, elles se produiront toutes dans l'industrie des oléoducs;
- 2) **les retombées indirectes** : aussi appelées « retombées sur la chaîne d'approvisionnement », elles correspondent aux incidences économiques liées à l'utilisation des intrants intermédiaires ou d'autres services de soutien en vue de construire les pipelines ou de les entretenir après leur mise en service;
- 3) **les retombées induites** : elles se produisent quand les employés dépensent les salaires gagnés grâce aux retombées directes et indirectes. Donc, leurs incidences économiques touchent généralement les secteurs orientés vers le consommateur, comme la vente au détail;
- 4) **les retombées fiscales** : ce sont les recettes publiques liées aux trois autres types de retombées économiques susmentionnés, tant au palier fédéral que provincial⁵.

Aux fins de la présente analyse, nous avons utilisé le modèle interprovincial d'entrées-sorties de Statistique Canada et les modèles prévisionnels exclusifs du Conference Board du Canada. Les retombées directes, indirectes et induites sur le produit intérieur brut (PIB) et l'emploi associées à la construction et à l'exploitation d'Énergie Est ont été calculées à l'aide du modèle d'entrées-sorties de Statistique Canada, qui permet d'analyser en profondeur la chaîne d'approvisionnement pour près de 300 industries différentes par province. Pour en savoir plus sur les modèles d'entrées-sorties, rendez-vous à l'annexe C. Les retombées fiscales ont été estimées par le Conference Board. TransCanada a préparé les estimations sur les coûts et les revenus liés à la construction et à l'exploitation d'Énergie Est, estimations qui ont servi à la présente analyse.

⁵ Les retombées économiques liées à l'augmentation des recettes foncières ont été exclues de l'analyse.

2.1 En bref

La phase de développement d'Énergie Est et du projet du réseau principal Est nécessitera entre 2013 et 2019 quelque 12,8 G\$ de dépenses, rajustées en fonction de l'inflation. Elle aura d'importantes incidences économiques et fiscales pour l'économie canadienne. En effet, ensemble, les retombées directes, indirectes et induites sur l'emploi devraient soutenir 128 337 années-personnes de travail (équivalents temps plein ou ETP⁶) et 11,5 G\$ de PIB. En outre, le surcroît d'activité économique générée par Énergie Est devrait produire 2,9 G\$ de recettes publiques aux paliers fédéral et provincial.

L'Ontario serait le principal bénéficiaire de ces retombées, mais tout le pays récolterait des avantages non négligeables, qui se feraient particulièrement sentir dans les provinces traversées par l'oléoduc. Le tableau 2 présente une ventilation régionale de toutes les retombées, dont la répartition par région et par industrie sera traitée plus en détail dans la suite du chapitre.

Tableau 2

Résumé des retombées régionales du développement d'Énergie Est
(effets cumulatifs, 2013 à 2019)

	Autres provinces de l'Atlantique	Nouveau-Brunswick	Québec	Ontario	Manitoba	Saskatchewan	Alberta	Colombie-Britannique	Territoires	Canada
Retombées sur l'emploi (années-personnes, ETP)	1,491	20,483	37,634	41,270	4,953	6,641	13,092	2,737	37	128,337
Directes	0	13,256	16,834	16,189	2,581	4,047	5,748	0	0	58,654
Indirectes	811	3,225	11,449	13,550	1,182	1,297	4,310	1,338	14	37,176
Induites	680	4,002	9,351	11,531	1,191	1,297	3,033	1,399	22	32,507
Retombées sur le PIB (en M\$ de 2013)	151	1,615	3,141	3,913	410	600	1,440	232	7	11,510
Directes	0	983	1,267	1,383	190	301	429	0	0	4,554
Indirectes	88	256	1,008	1,323	102	150	609	112	4	3,652
Induites	63	376	867	1,207	117	148	402	121	3	3,304
Retombées fiscales (en M\$ de 2013)	88	319	749	992	119	135	318	222	6	2,948
Recettes directes provinciales	20	287	405	421	66	89	149	28	1	1,466
Part des recettes fédérales par habitant	68	32	344	571	53	47	169	193	5	1,482

Source : Le Conference Board du Canada.

2.2 Les retombées directes

D'après les estimations, Énergie Est devrait coûter 11,3 G\$, en dollars de 2013⁷. Les dépenses, dont certaines ont déjà été engagées, s'étaleraient sur une période de sept ans. Plusieurs parties du projet, comme la planification et le dépôt des demandes réglementaires, sont déjà en cours, ce qui fait en sorte que la phase de développement durera de 2013 à 2019. Toutefois, la plupart des dépenses devraient se faire entre 2016 et 2018, quand les activités de construction seront à leur point culminant (voir le tableau 3).

Outre les travaux liés à Énergie Est, TransCanada a aussi proposé un projet de gazoduc, appelé projet du réseau principal Est. Ces deux projets sont intimement liés, car le nouveau gazoduc permettra à TransCanada de continuer à approvisionner en gaz ses clients de l'est de l'Ontario après qu'une partie des infrastructures gazières existantes de la région aient été converties pour transporter du pétrole dans

⁶ Sauf indication contraire, tous les chiffres de l'emploi sont exprimés en équivalents temps plein. Un employé à temps plein est une personne travaillant environ 40 heures par semaine. Une année-personne de travail correspond au travail que peut accomplir une personne en un an.

⁷ Sauf indication contraire, tous les montants en dollars sont exprimés en dollars constants de 2013.

le cadre d'Énergie Est. C'est pour cette raison que nous incluons dans notre analyse les dépenses prévues pour le projet du réseau principal Est.

Tous les travaux de construction liés au projet du réseau principal Est se dérouleront en Ontario, au coût prévu de 1,5 G\$. La majeure partie des dépenses, qui s'étaleront de 2013 à 2019, auront lieu en 2016 et 2017. Si l'on combine les deux projets, les dépenses totales liées à Énergie Est atteindront donc les 12,8 G\$.

Tableau 3

Dépenses prévues pour le développement d'Énergie Est et du projet du réseau principal Est
(millions \$ de 2013)

Année	Énergie Est	Réseau principal Est	Total
2013	164	1	165
2014	635	38	673
2015	653	206	859
2016	3,197	884	4,081
2017	3,933	307	4,240
2018	2,674	12	2,686
2019	28	10	38
Total	11,285	1,458	12,743

Source : TransCanada.

Aux fins de la présente analyse, nous utilisons les chiffres corrigés des prix, car l'inflation des prix n'ajoute rien à la valeur économique ou aux emplois créés grâce à Énergie Est. De même, nous excluons tous les coûts de financement liés à Énergie Est, car selon la provenance de l'argent et son mode d'obtention, ces coûts seront assez faibles. Par exemple, si le projet est financé au moyen de flux de trésorerie internes ou en utilisant des fonds obtenus sur les marchés étrangers, les retombées sur le secteur canadien des services financiers seront minimes. Enfin, sont aussi exclus les coûts liés au transfert de TransCanada à Énergie Est des actifs associés au changement d'affectation du gazoduc, puisque ce transfert ne créera aucune valeur économique supplémentaire.

En ce qui concerne les provinces, la plupart des dépenses auront lieu en Ontario et au Québec, suivis du Nouveau-Brunswick et de l'Alberta (voir le graphique 1). En effet, c'est essentiellement dans ces provinces qu'il faudra construire le nouveau pipeline. La conversion des gazoducs existants sera moins coûteuse. En Ontario, comme au Québec, les dépenses dépasseront les 3 G\$ sur les sept ans de la phase de développement.

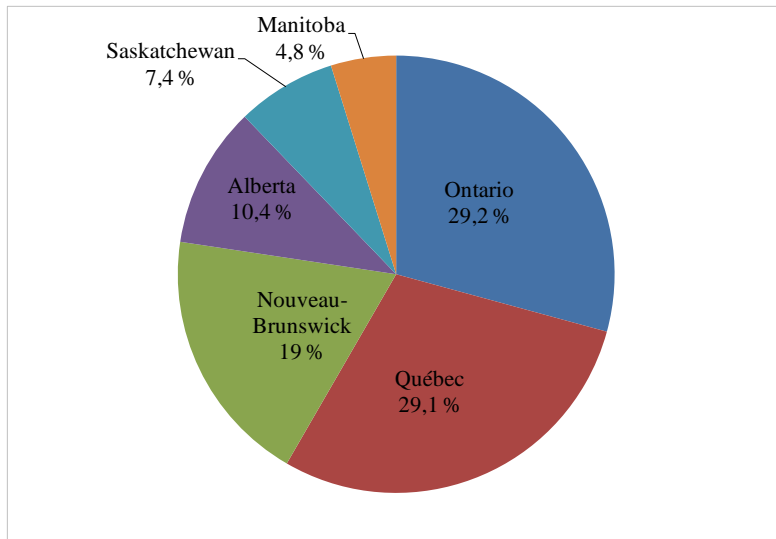
Ces dépenses auront des retombées directes dans les provinces où elles seront engagées. Sur le plan de l'emploi, la phase de développement devrait contribuer au maintien de 58 654 années-personnes de travail. Avec 16 834 années-personnes de travail, le Québec serait le principal bénéficiaire de ces retombées, suivi de l'Ontario (16 189 années-personnes) et du Nouveau-Brunswick (13 256 années-personnes). Cette répartition est due à la fois au niveau des dépenses engagées dans chaque province et aux différences d'affectation des fonds.

Le moment où se produiront ces retombées sur l'emploi suivra l'évolution des dépenses annuelles liées à Énergie Est. Ainsi, pour 2013, les retombées directes sur l'emploi ont été estimées à 962 emplois ETP. En revanche, à l'apogée de la construction, soit en 2017, Énergie Est maintiendrait 20 062 emplois (voir le graphique 2). Au Nouveau-Brunswick, les années de forte construction auraient des retombées particulièrement importantes. Les dépenses dans cette province devraient atteindre leur point culminant en 2018, soutenant 6 300 emplois la même année, ce qui correspondrait à 22,1 % des emplois affichés par le secteur provincial de la construction en 2013⁸.

Graphique 1

Ventilation régionale des dépenses d'Énergie Est

(part provinciale des dépenses totales, en %)



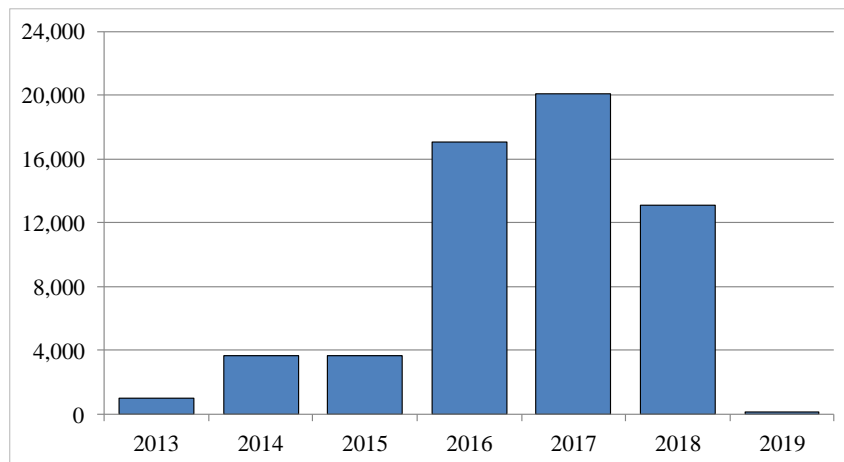
Source : TransCanada; Le Conference Board du Canada.

⁸ Calculé à partir des données CANSIM, tableau 282-0008 de Statistique Canada.

Graphique 2

Emplois directs par année

(nombre d'emplois équivalents temps plein)



Source : Le Conference Board du Canada; Statistique Canada

Sur le plan du PIB, Énergie Est devrait avoir des effets cumulatifs directs rapportant 4,6 G\$ de PIB sur toute la durée de la phase de développement. Donc, chaque tranche de 100 \$ dépensés générerait 36 \$ de PIB. Cela signifie que, sur chaque dollar dépensé, 36 cents iraient aux salaires et aux bénéficiaires, essentiellement dans l'industrie de la construction, tandis que 64 cents iraient aux intrants matériels. À l'échelle régionale, c'est l'Ontario qui enregistrerait les plus fortes retombées directes sur le PIB (30,4 %), suivi du Québec (27,8 %) et du Nouveau-Brunswick (21,6 %).

2.3 Les retombées indirectes

Outre les retombées directes décrites ci-dessus, Énergie Est aura des retombées indirectes (sur la chaîne d'approvisionnement), que l'on peut voir sur le modèle entrées-sorties. La phase de développement devrait soutenir 37 176 années-personnes de travail en emplois indirects. Donc, au total, les retombées directes et indirectes d'Énergie Est seraient de 95 830 années-personnes de travail, soit l'équivalent de 7 519 années-personnes par tranche de 1 G\$ investis.

On peut aussi examiner les retombées indirectes sous l'angle des multiplicateurs, c'est-à-dire en mesurant la part d'emplois ou de dollars du PIB due aux retombées indirectes par rapport à celle attribuable aux retombées directes. Pour chaque emploi direct créé grâce à Énergie Est, on compterait 0,6 emploi indirect chez les fournisseurs. En ce qui concerne le PIB, le multiplicateur serait légèrement supérieur, avec 0,80 \$ de PIB indirect pour chaque dollar de PIB direct. Cela s'explique essentiellement par le fait que les retombées indirectes toucheraient surtout les secteurs affichant une plus forte productivité du travail, ce qui accroîtrait le PIB par travailleur.

Les retombées indirectes toucheraient un vaste éventail d'industries faisant partie de la chaîne d'approvisionnement d'Énergie Est. Ces retombées sur la chaîne d'approvisionnement concerneraient les maillons qui approvisionnent directement Énergie Est ainsi que les retombées de deuxième et troisième ordre, qui toucheraient les fournisseurs situés plus loin dans la chaîne. Certes, l'Ontario et le

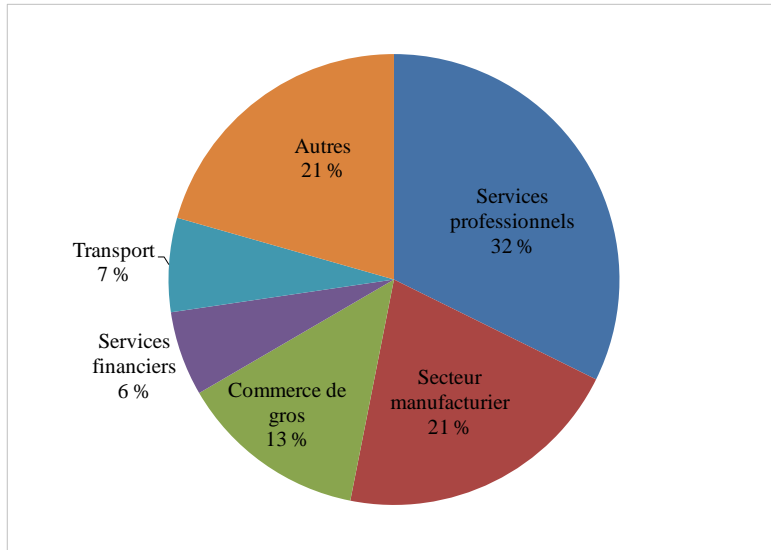
Québec seraient les principaux bénéficiaires des retombées indirectes, mais les autres provinces récolteraient quand même 33 % des retombées en matière d'emploi (et 36 % des retombées en matière de PIB). La suite de cette section contient une description plus détaillée de la répartition des retombées indirectes de la construction d'Énergie Est entre les différentes régions et industries du pays.

2.3.1 Les retombées indirectes par secteur

Au-delà du nombre d'emplois indirects liés à la construction d'Énergie Est, il importe aussi de se pencher sur la nature de ces emplois. Ceux-ci se concentreraient dans cinq grands secteurs, qui récolteraient ensemble 79 % des retombées indirectes. Ces secteurs seraient, dans l'ordre décroissant : les services professionnels, le secteur manufacturier, le commerce de gros, le transport et l'entreposage ainsi que les services financiers (voir le graphique 3).

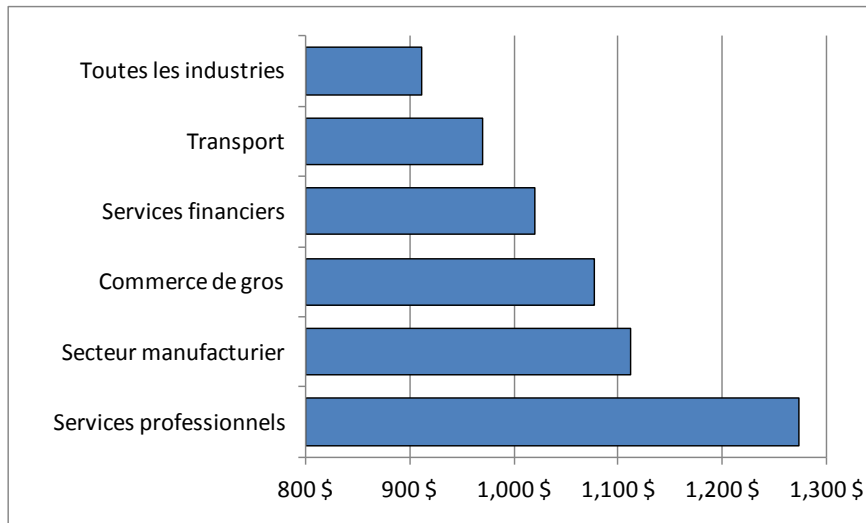
Il est intéressant de souligner que, dans tous ces secteurs, les salaires sont supérieurs à la moyenne. Même dans le secteur où les salaires sont les plus bas, celui du transport et de l'entreposage, le salaire hebdomadaire moyen se trouve 5 % au-dessus de la moyenne pour la catégorie « Toutes les industries » (voir le graphique 4). Les retombées directes et indirectes d'Énergie Est contribueraient donc à maintenir un nombre considérable d'emplois bien rémunérés.

Graphique 3
Principaux secteurs qui bénéficient des retombées indirectes
 (part des retombées indirectes sur l'emploi)



Source : Le Conference Board du Canada.

Graphique 4
Les secteurs qui bénéficieront le plus du développement d'Énergie Est versent des salaires supérieurs à la moyenne
 (rémunération hebdomadaire moyenne nationale en 2013, y compris les heures supplémentaires, en \$)



Source : Statistique Canada, CANSIM, tableau 281-0027.

2.3.1.1 Les services professionnels

Les services professionnels englobent une vaste palette d'activités dans lesquelles le capital humain est le principal intrant. Les entreprises de ce secteur vendent essentiellement les connaissances et les

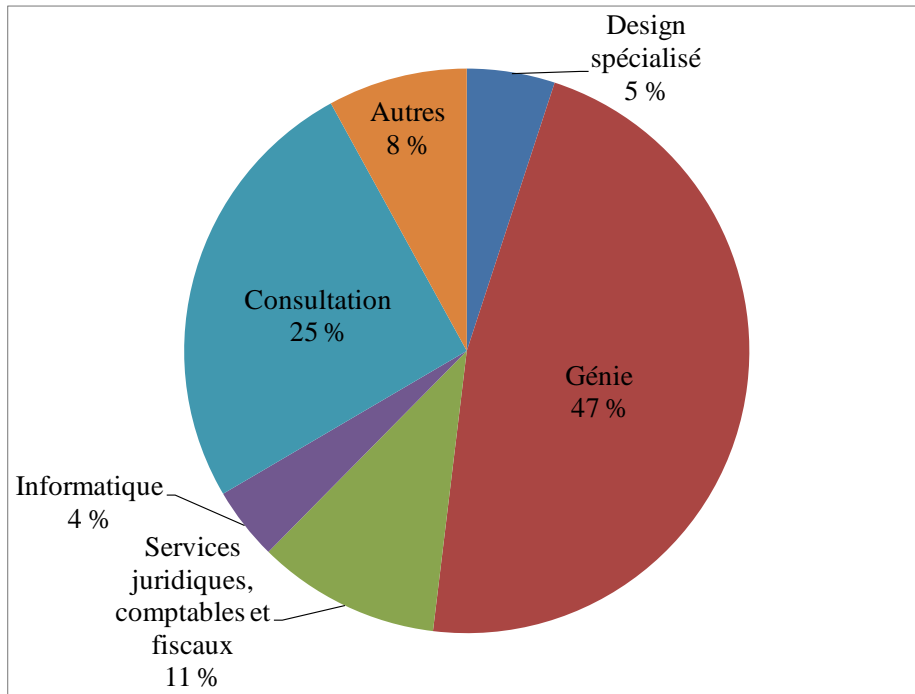
compétences de leurs employés. Avec 12 015 années-personnes de travail, soit 943 années-personnes par tranche de 1 G\$ investis, c'est ce secteur qui récolterait la plus grande part des retombées indirectes d'Énergie Est.

À l'intérieur de ce secteur, c'est l'industrie de l'architecture et du génie qui profiterait des plus fortes retombées, avec 5 636 années-personnes de travail, soit 442 années-personnes par tranche de 1 G\$ investis (voir le graphique 5). L'activité la plus importante de cette industrie est le génie, mais les levés géophysiques et la cartographie récolteraient probablement une bonne part des retombées sur les chaînes d'approvisionnement. Les retombées d'Énergie Est dans cette industrie seraient si importantes qu'elles représenteraient à elles seules 15,1 % du total des retombées indirectes liées à la phase de développement.

Graphique 5

Le génie récolte la plus grande part des retombées indirectes dans le secteur des services professionnels

(part des retombées indirectes sur l'emploi dans les services professionnels)



Source : Le Conference Board du Canada.

Dans le secteur des services professionnels, les autres industries qui profiteraient des retombées en matière d'emploi seraient les services de consultation (3 058 années-personnes de travail), les services comptables et juridiques (1 257 années-personnes de travail), les services de design spécialisé (605 années-personnes de travail), la recherche scientifique (487 années-personnes de travail) ainsi que diverses autres industries – allant des services informatiques à la publicité et aux relations publiques.

Sur le plan régional, c'est au Québec que le secteur des services professionnels récolterait les plus fortes retombées. Bien que seulement 30 % des dépenses prévues pour le projet devraient se faire dans cette province, celle-ci récolterait 38,9 % des retombées en matière d'emploi dans le sous-secteur de l'architecture et le génie, soit 172 années-personnes par tranche de 1 G\$ investis dans Énergie Est. En outre, le Québec verrait aussi la création de 89 années-personnes de travail dans les services de consultation par tranche de 1 G\$ investis et bénéficierait d'immenses retombées pour la recherche scientifique, avec 19 années-personnes par tranche de 1 G\$ investis (soit environ 50 % du total des retombées indirectes pour cette industrie). En tout, Énergie Est devrait générer 4 435 années-personnes de travail dans le secteur québécois des services professionnels.

L'Ontario recevrait la deuxième plus grande part des retombées indirectes pour ce secteur, soit 30,7 % du total au Canada. Sans surprise, les services de génie se tailleraient la plus grosse part, avec 121 années-personnes par tranche de 1 G\$ investis, suivis des services de consultation (80 années-personnes par tranche de 1 G\$) et des services juridiques et comptables (39 années-personnes). Au total, le secteur ontarien des services professionnels devrait bénéficier de 3 695 années-personnes de travail, soit 290 années-personnes par tranche de 1 G\$ investis. L'industrie de la publicité et des relations publiques s'en sortirait particulièrement bien. En effet, bien que la province récolterait 36 % des retombées indirectes sur l'emploi, elle obtiendrait 50 % des emplois soutenus dans l'industrie de la publicité et des relations publiques.

Le Nouveau-Brunswick recevrait 10,4 % des retombées indirectes récoltées par le secteur en matière d'emploi. Les principaux bénéficiaires seraient les services de génie (53 années-personnes par tranche de 1 G\$ investis) et les services de consultation (21 années-personnes par tranche de 1 G\$ investis). En outre, la province récupérerait une part considérable des retombées touchant les services juridiques (15,1 %) et les services comptables et fiscaux (12,6 %).

En ce qui concerne les services professionnels, les autres créations d'emplois se feraient essentiellement en Alberta. Sans surprise, les gains en matière d'emplois dans cette province aussi se concentreraient dans les services de génie (697 années-personnes) et de consultation (340 années-personnes). La Colombie-Britannique serait la seule autre province à bénéficier de retombées notables, avec un total de 438 années-personnes de travail. En résumé, à elles cinq, les provinces susmentionnées récolteraient 92,5 % des retombées du secteur des services professionnels.

2.3.1.2 Le secteur manufacturier

Le secteur manufacturier bénéficierait lui aussi fortement des retombées indirectes du développement d'Énergie Est. D'après nos estimations, il recevrait 21 % des retombées indirectes en matière d'emploi, ce qui correspond à 7 731 années-personnes de travail (607 années-personnes par tranche de 1 G\$ investis). Ces retombées se concentreraient essentiellement dans trois grandes industries : les produits métalliques ouvrés, les métaux de première fusion et les équipements (voir le graphique 6).

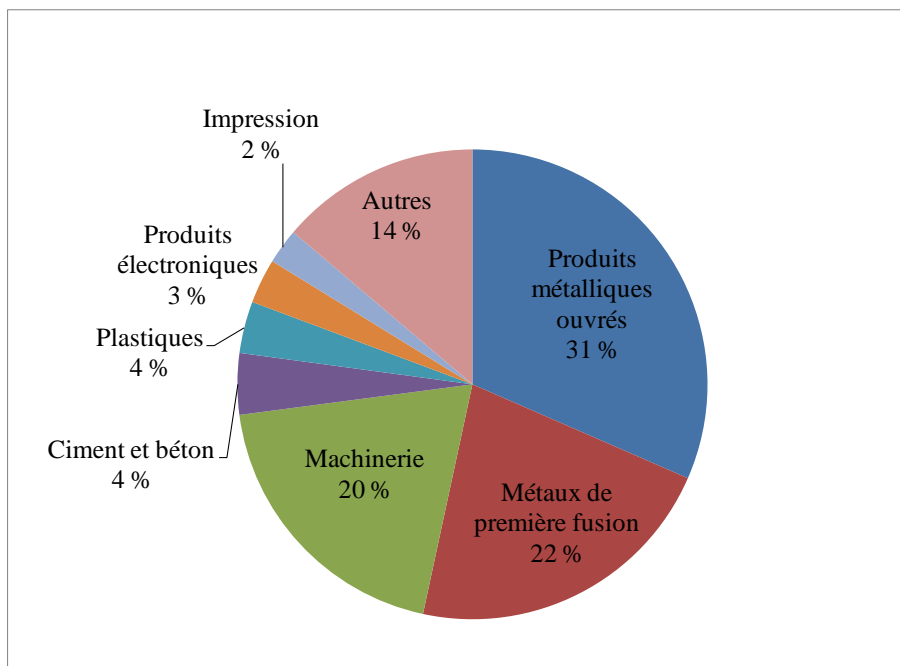
Près d'un tiers des emplois créés (2 441 années-personnes) par Énergie Est bénéficieraient à l'industrie des produits métalliques ouvrés qui, entre autres activités, fabrique des produits comme les chaudières et les réservoirs. L'industrie des métaux de première fusion gagnerait 1 687 années-personnes de travail

– essentiellement dans la sidérurgie. Enfin, l'industrie de la fabrication des machines profiterait elle aussi d'importantes retombées, avec un total de 1 511 années-personnes de travail dans la fabrication de produits comme le matériel de construction et d'exploitation minière, le matériel métallurgique, ainsi que les moteurs et le matériel de transmission. Ensemble, ces trois industries recevraient 73 % de la totalité des retombées qui échoiraient au secteur manufacturier en matière d'emploi. Le pourcentage restant se partagerait entre un vaste éventail d'industries, parmi lesquelles les fabricants de ciment et de béton, de plastiques, de produits électroniques et de produits chimiques.

Graphique 6

Dans le secteur manufacturier, les retombées concerneront principalement les produits métalliques ouverts

(part des retombées indirectes sur l'emploi dans le secteur manufacturier)



Source : Le Conference Board du Canada.

Sur le plan régional, les retombées en matière d'emploi se concentraient en Ontario et au Québec. L'Ontario, en particulier, recevrait une part disproportionnée. En effet, alors que seulement 29,2 % des dépenses liées au projet se feraient dans cette province, celle-ci récolterait 43,8 % des retombées en matière d'emploi dans le secteur manufacturier, avec 3 381 années-personnes de travail, soit 265 années-personnes par tranche de 1 G\$ investis (voir le graphique 7). Les sous-secteurs les plus avantageés seraient les métaux de première fusion (82 années-personnes par tranche de 1 G\$), les produits métalliques ouverts (74 années-personnes par tranche de 1 G\$) et les équipements (44 années-personnes par tranche de 1 G\$).

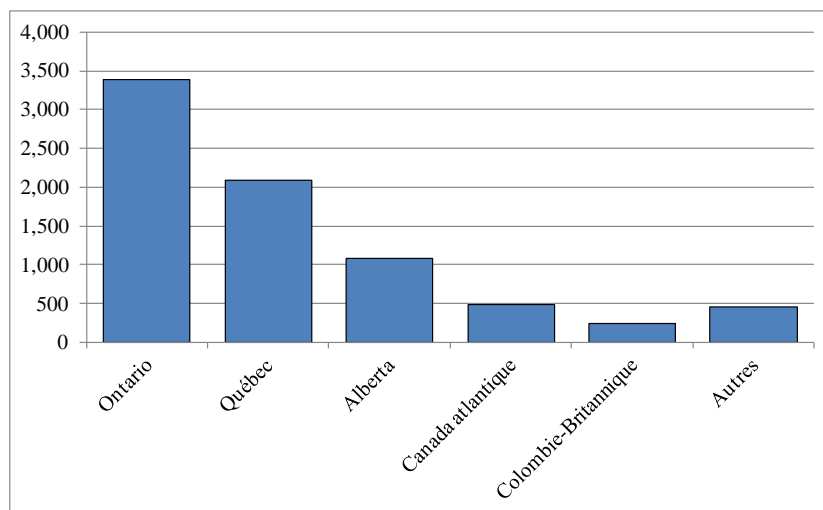
Après l'Ontario, les provinces les plus avantageées seraient le Québec (27 %) et l'Alberta (14 %). Au Québec, les produits métalliques ouverts et les métaux de première fusion seraient les principaux bénéficiaires, mais les fabricants de ciment et de béton ainsi que les fabricants de plastiques recevraient

une part disproportionnée des retombées par rapport à la part prise par la province dans le secteur. Au total, le Québec récolterait 2 082 années-personnes de travail dans le secteur manufacturier pendant toute la durée du projet.

En Alberta, Énergie Est créerait indirectement 1 081 années-personnes de travail dans le secteur, dont environ 75 % dans l'industrie des métaux de fusion primaire et dans celle des produits métalliques ouvrés, qui à elles deux totaliseraient 825 années-personnes de travail.

Graphique 7

Les retombées indirectes dans le secteur manufacturier se concentreront dans le centre du Canada
(emplois indirects résultant de la phase de développement, en années-personnes de travail)



Source : Le Conference Board du Canada.

2.3.1.3 Le commerce de gros

La vente en gros est une étape intermédiaire dans la distribution des biens. Les entreprises de ce secteur vendent des biens en grandes quantités à d'autres entreprises, sans les transformer, et fournissent généralement des services connexes. Au total, la phase de développement d'Énergie Est soutiendrait 5 017 années-personnes de travail dans le secteur, soit 394 années-personnes par tranche de 1 G\$ investis.

La plupart des emplois se concentreraient dans deux industries : les fournisseurs de matériaux de construction et les fournisseurs de matériel et outillage, qui récolteraient ensemble 77 % des retombées indirectes dont bénéficierait le secteur. En effet, comme les grossistes ont un rôle d'intermédiaire, ils fournissent l'équipement et les matériaux nécessaires à la réalisation du projet. La seule autre activité qu'il convient de mentionner est celle des grossistes en produits électroniques, qui récolteraient 6,2 % des retombées indirectes du secteur en matière d'emploi.

Comme pour la plupart des industries, la majeure partie des emplois indirects seraient situés dans les provinces du Centre du Canada : 1 946 années-personnes de travail (39 %) en Ontario et 1 464 années-

personnes (29 %) au Québec. Sur les 1 607 années-personnes créées hors de ces deux provinces, la plupart le seraient en Alberta (542 années-personnes) et au Nouveau-Brunswick (357 années-personnes).

2.3.1.4 Le transport

La phase de développement d'Énergie Est aurait aussi d'importantes retombées indirectes pour le secteur du transport. En effet, les entreprises du secteur utilisent du matériel de transport comme bien de production pour acheminer passagers et marchandises, ainsi que pour stocker ou entreposer des biens. Les principaux modes de transport sont le transport par camion, le transport terrestre de voyageurs, le transport par rail, voie d'eau ou air, et les pipelines. Il convient aussi de mentionner les services postaux et de messagerie.

Au total, Énergie Est maintiendrait 2 505 années-personnes de travail dans ce secteur, ce qui correspondrait à 197 années-personnes par tranche de 1 G\$ investis et à 6,7 % des retombées indirectes totales. Plus de 50 % des emplois générés concerneraient l'industrie du transport par camion ou les industries connexes. Cela s'explique par les difficultés logistiques pour acheminer suffisamment de matériaux vers les sites de construction, étant donné que l'oléoduc courra sur 4 500 km. Les transports ferroviaire et aérien récolteraient 8,8 % des retombées dans le secteur, dues à la nécessité de déplacer les intrants matériels et les ressources humaines sur de longues distances à travers le pays.

Une fois encore, comme la majeure partie des dépenses se feraient en Ontario et au Québec, ce sont ces provinces qui récolteraient la plupart des retombées indirectes dans le secteur des transports. D'après nos estimations, sur la durée de vie du projet, l'Ontario gagnerait 899 années-personnes de travail et le Québec 696, ce qui correspondrait respectivement à 36 % et 28 % des retombées totales pour le secteur. Environ la moitié des retombées en matière d'emploi bénéficiant aux provinces de l'extérieur du Centre du Canada iraient à l'Alberta (248 années-personnes) et au Nouveau-Brunswick (200 années-personnes), tandis que le reste serait partagé entre la Saskatchewan et le Manitoba.

2.3.1.5 Les services financiers

Le secteur des services financiers englobe un vaste éventail d'activités comme les services bancaires, les services d'assurance et les services d'investissements ainsi que la location et la location à bail de matériel, d'outillage et de biens immobiliers. Au total, les retombées indirectes pour ce secteur seraient de 2 258 années-personnes de travail, ce qui correspondrait à 177 années-personnes par tranche de 1 G\$ investis et à 6,1 % du total des retombées indirectes en matière d'emploi.

Les retombées se concentreraient dans trois grandes industries. Ainsi, 718 années-personnes de travail seraient maintenues dans les services bancaires et les services d'investissement, ce qui représenterait 32 % des retombées indirectes totales pour le secteur des services financiers. Quelque 662 années-personnes de travail (29 %) seraient soutenues dans les activités de location et de location à bail, ainsi que 393 années-personnes (17 %) dans les services d'assurance et les activités connexes. Ensemble, ces trois grandes industries récolteraient environ 75 % des retombées totales du secteur, le pourcentage restant revenant essentiellement aux sociétés de portefeuille.

Sur le plan régional, c'est l'Ontario qui recevrait la plus grande part des retombées (42 %), ce qui est logique étant donné que les services financiers du Canada sont fortement concentrés à Toronto et ses alentours. La province obtiendrait 953 années-personnes de travail, soit 75 années-personnes par tranche de 1 G\$ investis. Ensemble, les services bancaires et d'investissement, les activités de location et de location à bail et les sociétés de portefeuille obtiendraient 66 % du total des retombées récoltées par la province dans le secteur.

Le Québec serait le deuxième principal bénéficiaire du secteur, avec 594 années-personnes de travail (26 % du total sectoriel). Les retombées se feraient sentir un peu partout, mais seraient particulièrement importantes dans les services de location et de location à bail, ce qui se comprend aisément étant donné que ce type de services a généralement une portée locale et que le Québec représenterait une grande part de l'investissement dans le projet.

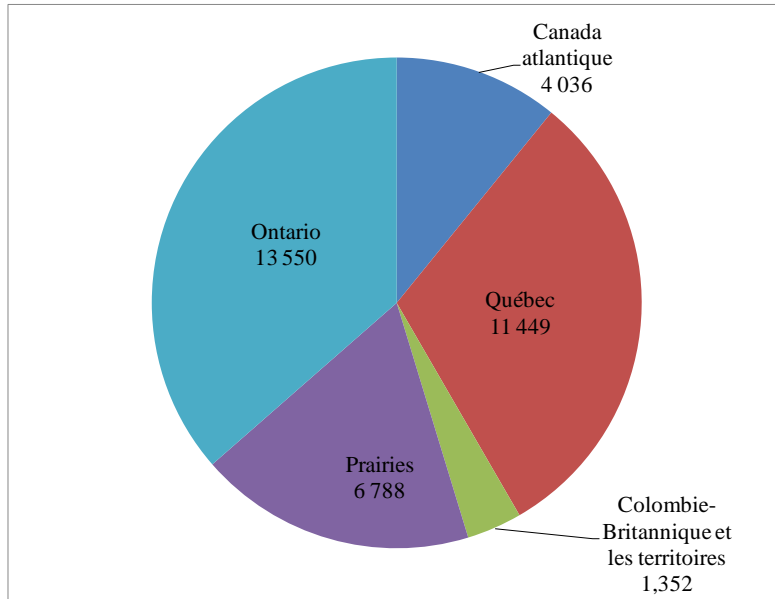
L'Ontario et le Québec récolteraient les deux tiers des retombées indirectes sur l'emploi dans le secteur, mais plusieurs autres provinces obtiendraient une part considérable dans des domaines clés. Ainsi, alors qu'il recevrait 10,3 % des retombées totales qui échoiraient aux services financiers, le Nouveau-Brunswick obtiendrait 15,1 % des retombées pour ses activités de location et de location à bail. L'Alberta récolterait un total de 237 années-personnes de travail (10,5 %), mais il recevrait 12,3 % des retombées qui reviendraient à la location à bail de véhicules.

2.3.2 Les retombées indirectes par région

Étant donné que près de 60 % du total des dépenses liées à Énergie Est auront lieu dans le Centre du Canada, il n'est guère surprenant que cette région soit la principale bénéficiaire des retombées indirectes sur l'emploi. Cependant, comme l'oléoduc traverse six provinces, un nombre substantiel d'années-personnes de travail seront liées au projet dans chaque région du pays. Ainsi, d'après nos estimations, 33 % des retombées indirectes sur l'emploi, soit 12 176 années-personnes de travail, profiteraient à des provinces autres que celles du Centre du Canada (voir le graphique 8).

Graphique 8

Retombées indirectes sur l'emploi générées par Énergie Est, par région
(emplois indirects liés à la construction, en années-personnes de travail)



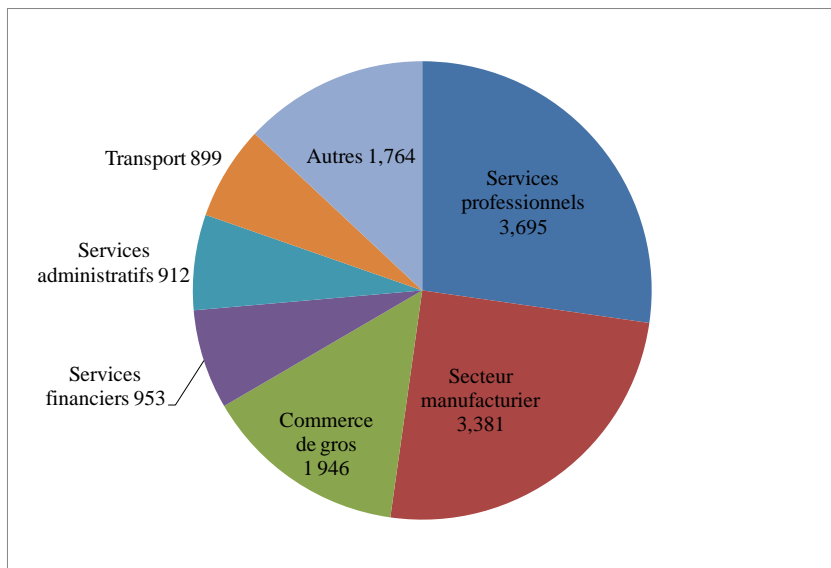
Source : Le Conference Board du Canada.

2.3.2.1 L'Ontario

Avec 13 550 années-personnes de travail, l'Ontario recevrait la plus grande part des retombées indirectes (36 %) liées à la phase de développement d'Énergie Est. Ces retombées toucheraient un grand nombre d'industries, mais en concerneraient principalement trois : les services professionnels (27 % des retombées indirectes provinciales), le secteur manufacturier (25 %) et le commerce de gros (14 %).

Il est intéressant de noter que plusieurs industries de la province se distingueraient en recevant une part importante du total des retombées provinciales et une immense part des retombées sectorielles. Par exemple, l'Ontario récolterait 44 % des emplois manufacturiers liés à Énergie Est (soit 3 381 années-personnes de travail) et 42 % (soit 953 années-personne de travail) des retombées dans le secteur des services financiers (voir le graphique 9). Les autres industries qui enregistraient des retombées notables sont le commerce de gros (1 946 années-personnes de travail) et les services administratifs (912 années-personnes de travail).

Graphique 9
Retombées indirectes sur l'emploi en Ontario, industrie-clé
 (en années-personnes de travail)



Source : Le Conference Board du Canada.

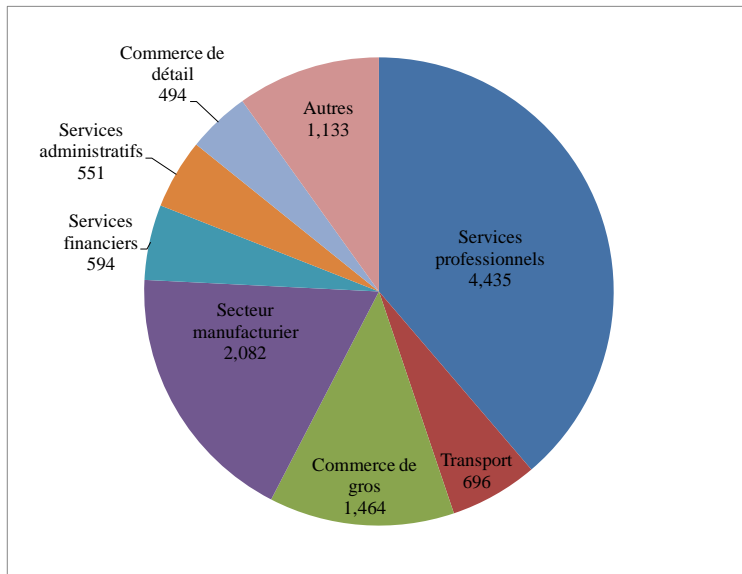
2.3.2.2 Le Québec

Le Québec hériterait de 48 % des retombées restantes après déduction de la part de l'Ontario, ce qui équivaut à un total de 11 449 années-personnes de travail. La province ne recevrait que 31 % du total des retombées indirectes sur l'emploi, mais ses services professionnels obtiendraient 36,9 % des retombées enregistrées dans le secteur (voir le graphique 10). Ces retombées profiteraient particulièrement à des industries comme les services informatiques et la recherche et le développement.

Le secteur manufacturier gagnerait 2 082 années-personnes de travail, dont près de 50 % (1 074 années-personnes) dans les sous-secteurs des produits métalliques ouvrés et des métaux de première fusion, et 14,5 % (303 années-personnes) dans l'industrie de la fabrication des machines. Le Québec bénéficierait aussi de plus faibles, mais néanmoins notables retombées dans la fabrication de plastiques et des produits en ciment et béton.

Graphique 10

Retombées indirectes sur l'emploi au Québec, par industrie-clé
(en années-personnes de travail)



Source : Le Conference Board du Canada.

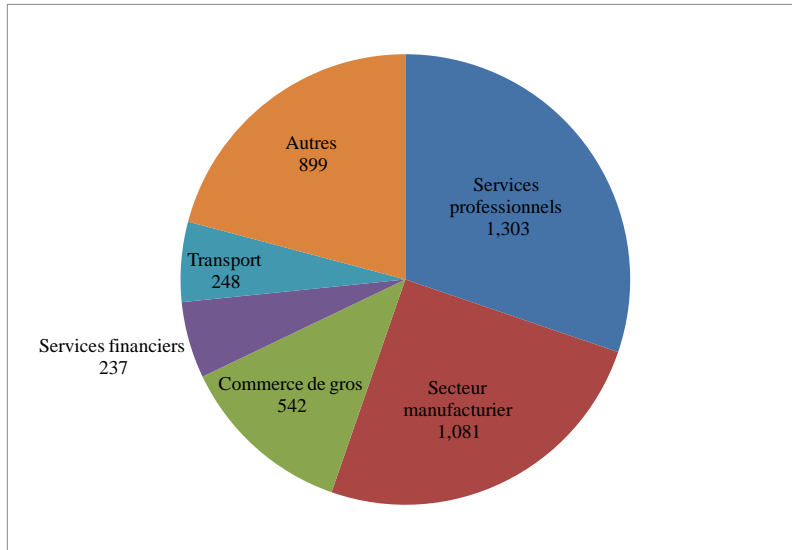
Le commerce de gros récolterait 12,8 % des retombées indirectes estimées pour le Québec, soit 1 464 années-personnes de travail pour toute la durée du projet. Un peu plus de 75 % de ces retombées se concentreraient dans la vente en gros de matériaux de construction ou de matériel et outillage.

2.3.2.3 L'Alberta

Outre l'Ontario et le Québec, l'Alberta serait l'un des grands bénéficiaires de la phase de développement d'Énergie Est, avec 4 310 années-personnes de travail, soit 11,6 % du total des retombées indirectes. Un peu plus de la moitié (55 %) de ces retombées concerneraient le secteur manufacturier et celui des services professionnels (voir le graphique 11).

Dans le secteur des services professionnels, l'Alberta récolterait 10,8 % des retombées nationales, ce qui est légèrement inférieur à sa part des retombées indirectes nationales sur l'emploi. Par contre, il prendrait une plus grande part (14 %) de l'emploi soutenu dans le secteur manufacturier. En outre, un examen plus approfondi des retombées manufacturières montre que l'Alberta se distinguerait dans plusieurs industries. Plus précisément, il récolterait 29 % (442 années-personnes) des retombées prévues dans la fabrication de machines et 16 % (383 années-personnes) des retombées dans les produits métalliques ouvrés. Sa part des retombées dans le secteur manufacturier serait considérable par rapport aux dépenses faites dans la province, probablement grâce à la présence d'une base manufacturière bien établie, déjà axée vers le développement et la distribution d'énergie.

Graphique 11
Retombées indirectes sur l'emploi en Alberta, par industrie-clé
 (en années-personnes de travail)



Source : Le Conference Board du Canada.

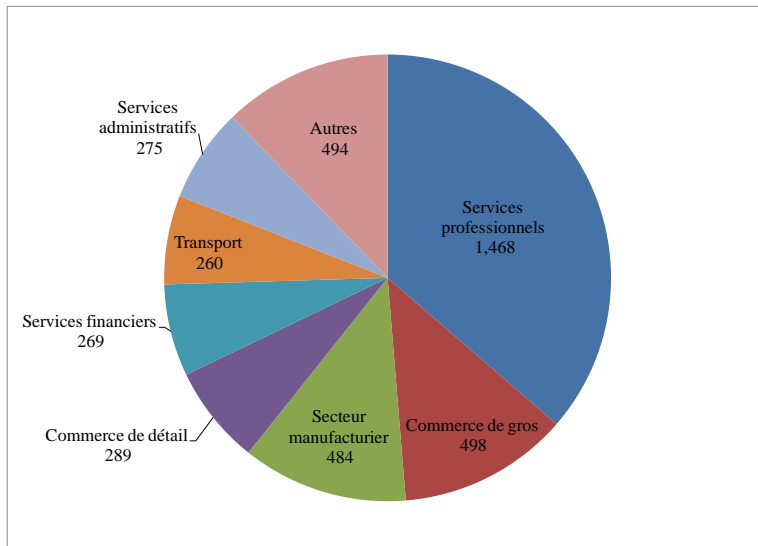
2.3.2.4 Le Canada atlantique

La construction d'Énergie Est aurait aussi d'importantes retombées indirectes sur l'emploi au Canada atlantique. D'après nos estimations, 4 036 années-personnes de travail (soit 10 % des retombées indirectes totales) seraient maintenues dans les provinces de la région, dont environ 80 % au Nouveau-Brunswick. La répartition de ces retombées suivrait le même schéma que dans les autres provinces, à savoir qu'elles toucheraient essentiellement les services professionnels, suivis du secteur manufacturier et du commerce de gros (voir le graphique 12).

Certes, le Canada atlantique ne récolterait que 10 % des retombées indirectes estimées sur l'emploi, mais nombre de ses industries bénéficieraient d'une part relativement grande des retombées. Par exemple, la région récolterait 199 années-personnes de travail pour les services juridiques et comptables (soit 15,8 % des retombées totales pour cette industrie) et 289 années-personnes pour le commerce de détail (soit 18,2 % du total). Elle hériterait aussi de 14,5 % des retombées dans les produits du pétrole et du charbon, 23,7 % dans la fabrication de caoutchouc et 19,1 % dans les usines de produits du bois, la pâte à papier et le carton.

Graphique 12

Retombées indirectes sur l'emploi au Canada atlantique, par industrie-clé (en années-personnes de travail)



Source : Le Conference Board du Canada.

2.3.2.5 Les autres provinces

Hors des régions susmentionnées, les retombées seraient relativement faibles. Ensemble, la Saskatchewan, le Manitoba et la Colombie-Britannique recevraient seulement 10,3 % des retombées nationales en matière d'emploi indirect. Les retombées sur la chaîne d'approvisionnement pour ces provinces seraient relativement faibles pour deux raisons. Premièrement, comme l'oléoduc ne traversera pas la Colombie-Britannique, les retombées indirectes que peut espérer cette province sont relativement faibles. Deuxièmement, la Saskatchewan et le Manitoba ne seront traversés que par un petit tronçon du nouvel oléoduc et les fournisseurs de ces provinces ne connaîtront donc qu'une faible hausse de la demande.

Néanmoins, ces trois provinces afficheraient d'excellents résultats dans plusieurs activités : 208 années-personnes de travail pour le transport par camion, ce qui représenterait 15 % des retombées nationales pour cette activité, 64 années-personnes de travail pour le transport aérien et ferroviaire (29 % des retombées nationales) et 133 années-personnes de travail pour la fabrication de chaudières, de réservoirs et de conteneurs d'expédition (14 % des retombées nationales). Les plus fortes retombées indirectes sur l'emploi concerneraient les services d'architecture et de génie, qui récolteraient 474 années-personnes de travail. Cependant, cela ne représenterait que 8,4 % des retombées nationales pour cette industrie, ce qui est proportionnellement inférieur par rapport à la part des retombées indirectes générales dont bénéficierait la région.

2.4 Les retombées induites

Outre les retombées décrites précédemment, le développement d'Énergie Est aura d'autres effets. Par exemple, les années-personnes de travail maintenues directement et indirectement produiront des

salaires, qui seront dépensés, et de ce fait feront vivre d'autres emplois à travers le pays. Dans les ouvrages économiques, cet effet de revenu est communément appelé « retombées induites ».

Les retombées induites apporteraient une stimulation supplémentaire au PIB, à l'emploi, aux revenus et aux recettes fiscales et se feraient sentir dans une vaste gamme d'industries, qui ne se limiteraient pas à celles concernées par les retombées indirectes décrites précédemment. De plus, comme les emplois directs et indirects tendraient à être créés dans des industries aux salaires très rémunérateurs, les retombées induites seraient substantielles.

Au total, le développement d'Énergie Est soutiendrait 32 507 années-personnes de travail en emplois induits, soit 2 551 années-personnes par tranche de 1 G\$ investis. Ces répercussions sur l'emploi se feraient sentir partout, et 10 grands secteurs bénéficieraient d'au moins 1 500 années-personnes de travail. En additionnant les retombées induites et les retombées directes et indirectes, on obtiendrait un total de 128 337 années-personnes de travail.

Les retombées induites sur le PIB seraient elles aussi considérables. Ainsi, pour chaque dollar de PIB direct généré par Énergie Est, on compterait 0,73 \$ supplémentaire de PIB induit grâce aux retombées sur les revenus et 0,80 \$ de PIB indirect grâce aux retombées sur la chaîne d'approvisionnement. Par conséquent, au total, les retombées du développement d'Énergie Est sur le PIB s'élèveraient à 11,5 G\$ (4,6 G\$ par effet direct, 3,7 G\$ par effet indirect et 3,3 G\$ par effet induit). Le multiplicateur économique de ce projet serait donc 2,5, ce qui signifie que pour chaque dollar versé au PIB par effet direct grâce à Énergie Est, 2,52 \$ seraient générés au total dans l'économie canadienne. Pour décrire les retombées d'Énergie Est sur le PIB, on peut également dire que chaque dollar dépensé dans le développement d'Énergie Est rapporterait 0,91 \$ de PIB.

2.4.1 Les retombées induites par secteur

La répartition des retombées induites sur l'emploi entre les secteurs reflèterait largement la manière dont les consommateurs canadiens dépensent leur argent (voir le graphique 13). Ainsi, les retombées les plus fortes toucheraient le commerce de détail, avec 7 654 années-personnes de travail, soit 23,5 % des retombées induites totales. Pour plus de précision, les retombées induites dont bénéficierait le commerce de détail assureraient le maintien de 2 051 années-personnes de travail dans les entreprises d'alimentation et de boisson, 879 dans l'habillement et les accessoires, et 846 dans la vente de véhicules et de pièces détachées. Les retombées seraient extrêmement variées et toucheraient tous les domaines – allant de la vente de meubles et d'accessoires d'ameublement de maison aux appareils électroniques et à l'électroménager, en passant par les articles de sport et de loisirs.

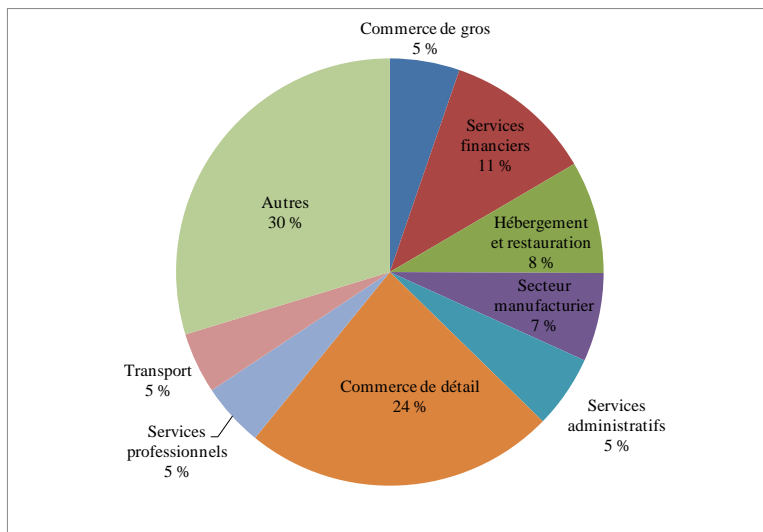
Les services d'hébergement et de restauration sont un autre secteur orienté vers le consommateur qui bénéficierait de retombées assez importantes, avec un total de 2 769 années-personnes de travail, soit 8,5 % de l'ensemble des retombées induites. Un autre secteur qui profiterait d'avantages importants sur l'emploi grâce aux retombées induites serait celui des services financiers (3 667 années-personnes de travail), les services bancaires et d'investissement, d'assurance ou d'immobilier accaparant environ les deux tiers des bénéfices.

Sur les 2 367 années-personnes de travail soutenues dans le secteur des services personnels, la majeure partie irait aux services de soins personnels (1 476 années-personnes) et à la réparation d'automobiles (430 années-personnes). Enfin, le secteur manufacturier profiterait de retombées notables grâce aux effets du revenu, avec le maintien de 2 182 années-personnes de travail, en particulier chez les fabricants de biens de consommation comme les aliments et les meubles.

Graphique 13

Les retombées induites touchent divers secteurs orientés vers le consommateur

(part des retombées induites sur l'emploi, selon le secteur, en %)



Source : Le Conference Board du Canada.

2.4.2 Les retombées induites par région

La répartition par région des retombées induites serait légèrement plus éparpillée que celle des retombées indirectes décrites précédemment. Néanmoins, ici encore, les principaux bénéficiaires seraient l'Ontario et le Québec. Cela n'a vraiment rien d'étonnant étant donné que la plupart des emplois directs et indirects (et donc des revenus du travail) découlant d'Énergie Est seraient localisés dans ces deux provinces. Les habitants de ces provinces y dépenseraient la plus grande partie de leurs revenus, ce qui conduirait à cette concentration des retombées induites. Au total, d'après nos estimations, 11 531 années-personnes de travail seraient maintenues en Ontario et 9 352 années-personnes au Québec, ce qui représente respectivement 35 % et 29 % du total des retombées induites (voir le graphique 14).

Cependant, une quantité considérable d'emplois induits seraient aussi soutenus en dehors des provinces du Centre. En fait, dans plusieurs provinces, les retombées induites seraient plus importantes (sur le plan de l'emploi) que les retombées indirectes décrites précédemment. Par exemple, le Nouveau-Brunswick recevrait 4 002 années-personnes de travail grâce aux retombées induites d'Énergie Est, contre seulement 3 225 années-personnes grâce aux retombées indirectes. Les retombées induites seraient également supérieures aux retombées indirectes en Colombie-Britannique (1 399 années-personnes contre 1 338) et au Manitoba (1 191 années-personnes contre 1 181). Au total, sur les

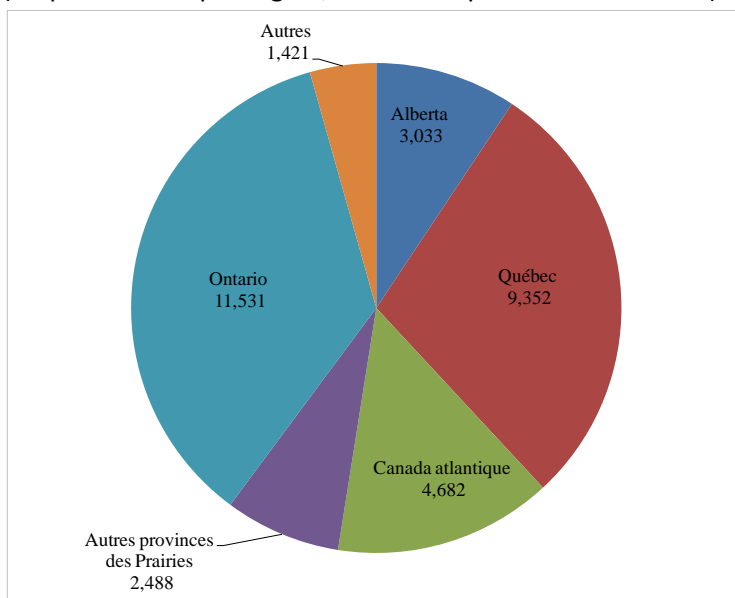
32 507 années-personnes de travail soutenues par les retombées induites du développement d'Énergie Est, 94 % concerneraient les provinces traversées par l'oléoduc.

La répartition par industrie des retombées induites serait largement similaire d'une région à l'autre, car les gens tendent à dépenser leurs revenus dans les mêmes types de biens et services, quel que soit leur lieu de résidence. Cependant, comme chaque région du pays est spécialisée dans la production de différents types de biens de consommation, certains écarts notables apparaîtraient entre les provinces. Ainsi, bien que l'Ontario récolterait 35 % du total des retombées induites sur l'emploi (11 531 années-personnes de travail), 43 % des retombées dans les services financiers seraient concentrées dans cette province. Comme on peut s'y attendre, l'Ontario obtiendrait une part tout aussi importante des retombées dans le secteur manufacturier.

Graphique 14

La majorité des retombées induites se produiront en Ontario ou au Québec

(emplois induits par région, en années-personnes de travail)



Source : Le Conference Board du Canada.

Le Québec récolterait 9 352 années-personnes de travail, en emplois induits, ce qui représente 29 % des retombées induites nationales. Bien que la majeure partie des retombées bénéficierait ici encore au commerce de détail (2 250 années-personnes de travail), la province enregistrerait un immense gain tant dans le secteur manufacturier que dans celui du commerce de gros, avec respectivement 33 % et 32 % de la totalité des retombées nationales.

Les retombées induites de la construction d'Énergie Est soutiendraient aussi 4 682 années-personnes de travail au Canada atlantique, soit 14 % du total national. Près de 30 % des retombées induites au Canada atlantique concerneraient le commerce de détail, avec 1 397 années-personnes de travail, soit 18,2 % du total national. En outre, environ 92 % de ces retombées auraient lieu au Nouveau-Brunswick.

En Alberta, la répartition par industrie des retombées induites suivrait plus ou moins celle des retombées nationales. Ainsi, la province récolterait 3 033 années-personnes de travail grâce aux retombées induites d'Énergie Est – soit 9,3 % du total national. Elle recevrait une part représentative dans la plupart des industries, sauf pour l'extraction minière et l'extraction de pétrole et de gaz, où elle recueillerait 67 % des retombées induites nationales (bien que le gain total soit relativement faible).

Les autres provinces et territoires ne recevraient que 12 % des retombées induites – à savoir 3 909 années-personnes de travail. Toutefois, la Saskatchewan, le Manitoba et la Colombie-Britannique réunis se distingueraient dans plusieurs activités clés. Les retombées induites assureraient le maintien de 168 années-personnes de travail dans les industries agricoles, soit 22 % du total national – résultat naturel étant donné que les aliments achetés grâce aux retombées induites doivent être produits quelque part et que ces provinces fourniront une partie de ces aliments. Ces provinces hériteraient de 221 années-personnes de travail dans le transport et l'entreposage (14,7 % des retombées induites pour le secteur à l'échelle nationale) et de 403 années-personnes (14,5 % du total national) dans le secteur des services d'hébergement et de restauration.

2.5 Les retombées fiscales

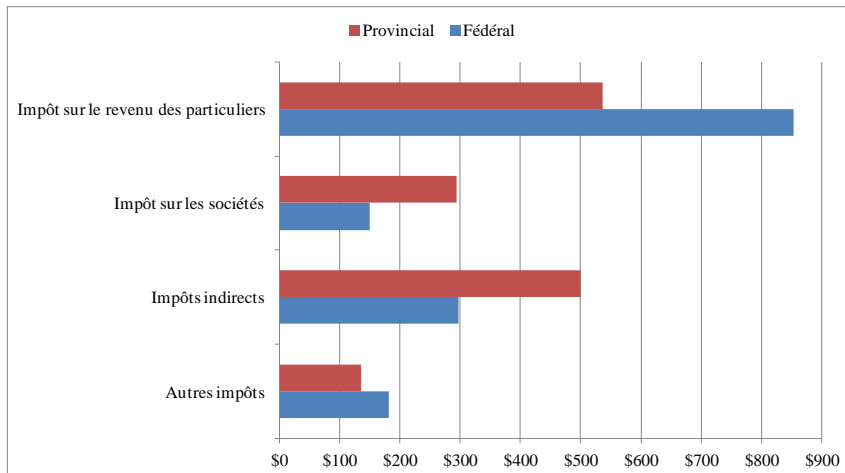
Les retombées directes, indirectes et induites du développement d'Énergie Est auront également des conséquences fiscales positives à l'échelle provinciale et fédérale. Les trois principaux types de recettes publiques qui bénéficieront d'Énergie Est seront l'impôt sur le revenu des particuliers, l'impôt sur les sociétés et les taxes indirectes (p. ex. les taxes de vente et les taxes sur le carburant). Nous avons analysé les retombées fiscales d'Énergie Est en utilisant les modèles de prévisions nationales et provinciales du Conference Board du Canada.

Les 12,8 G\$ de dépenses liées au développement d'Énergie Est et du projet du réseau principal Est devraient générer 2,9 G\$ en recettes publiques fédérales et provinciales entre 2013 et 2019, soit un rendement équivalant à 23 \$ par tranche de 100 \$ investis ou à 26 \$ de PIB par tranche de 100 \$. Avec 8,2 G\$ de salaires, traitements et revenus supplémentaires de travail et 3 G\$ d'excédent brut d'exploitation, la plus grande part des retombées fiscales proviendrait de l'impôt sur les sociétés et de l'impôt sur le revenu des particuliers (voir le graphique 15).

Graphique 15

Les recettes de l'impôt sur les sociétés et sur le revenu des particuliers représentent la majeure partie des retombées fiscales

(recettes fiscales, en M\$ de 2013)



Source : Le Conference Board du Canada.

2.5.1 Les retombées pour le gouvernement fédéral

Le gouvernement fédéral récolterait les plus fortes retombées fiscales, dont le total dépasserait même les recettes de toutes les provinces traversées par l'oléoduc. En tout, la phase de développement d'Énergie Est rapporterait 1,48 G\$ au budget fédéral. Environ 58 % de ces revenus proviendraient de l'impôt sur le revenu des particuliers, alors que l'impôt sur les sociétés (10,1 %) et la taxe sur les produits et services (10 %) représenteraient les autres sources majeures.

Les cotisations d'assurance-emploi constitueraient une autre source de revenus, avec 180,8 M\$. Avec un total de 128 337 années-personnes de travail (en comptant les retombées directes, indirectes et induites) maintenues grâce au développement d'Énergie Est, les cotisations d'assurance-emploi généreraient des revenus supplémentaires. En outre, comme moins de gens seraient au chômage, les dépenses publiques de prestation d'assurance-emploi diminueraient parallèlement, ce qui représenterait un autre avantage, qui n'est toutefois pas quantifié dans le présent rapport.

2.5.2 Les retombées pour les gouvernements provinciaux

Au total, Énergie Est générerait 1,47 G\$ de recettes publiques provinciales. Avec des recettes estimées à 537 M\$, l'impôt sur le revenu des particuliers représenterait 37 % des retombées fiscales provinciales, suivi des impôts indirects (incluant les taxes de vente provinciales) avec 500 M\$ et de l'impôt sur les sociétés avec 294 M\$. Les autres recettes proviendraient essentiellement de l'augmentation des cotisations aux régimes d'assurance-sociale.

L'Ontario bénéficierait de la plus grande part des recettes provinciales, devançant de peu le Québec. Ensemble, ces provinces représenteraient 56 % (826 M\$) de la hausse des recettes provinciales, soit 28,7 % (421 M\$) et 27,6 % (405 M\$) respectivement. Le Nouveau-Brunswick afficherait lui aussi d'excellents résultats, avec 20 % du total des recettes provinciales, soit 287 M\$ entre 2013 et 2019. Les

retombées fiscales seraient beaucoup plus modestes en Alberta (149 M\$), en Saskatchewan (87 M\$), au Manitoba (66 M\$) et en Colombie-Britannique (28 M\$). Pour les provinces de l'Atlantique (à l'exception du Nouveau-Brunswick), elles seraient très faibles.

En présumant que les recettes publiques fédérales seront dépensées au lieu de servir à réduire le déficit, les avantages se répercuteraient sur toutes les provinces grâce aux paiements de transfert et à d'autres dépenses de programme. Comme nombre de ces dépenses dépendent au moins en partie du profil démographique, les retombées de la hausse des recettes fédérales seraient plus fortes dans la plupart des provinces que les retombées fiscales obtenues directement par les provinces. Par exemple, en partant du principe que les recettes fédérales reposeront sur une répartition en fonction du nombre d'habitants, l'Ontario recevrait 38,6 % (571 M\$) des retombées fiscales fédérales, en plus des 421 M\$ de recettes fiscales provinciales. De toute évidence, l'Ontario serait la seule des provinces traversées par l'oléoduc où les recettes provenant du gouvernement fédéral (paiements de transfert) seraient plus élevées que celles directement collectées.

Chapitre 3

Les retombées économiques de l'exploitation de l'oléoduc Énergie Est

La nature du secteur des oléoducs fait en sorte que les retombées liées à la phase d'exploitation du projet ont une ampleur très différente de celles relevées à la phase de construction. Le secteur des oléoducs est hautement capitalistique; le stock de capital par employé y est 50 fois plus élevé par rapport à la moyenne de tous les secteurs d'activité au Canada⁹. Aussi un projet d'oléoduc exige-t-il d'importants coûts initiaux durant la phase de développement. Par ailleurs, la phase d'exploitation subséquente a des retombées beaucoup plus faibles sur l'emploi, pour n'importe quelle année donnée. Ainsi, selon l'Enquête sur la population active de Statistique Canada, le secteur entier des oléoducs n'employait que 5 500 personnes au pays en 2013.

Bien que les retombées directes du secteur des oléoducs sur l'emploi soient généralement infimes, celles observées sur le PIB restent considérables. Plusieurs facteurs ont une incidence sur le PIB d'une industrie, notamment les traitements et salaires versés, le montant enregistré de la dépréciation des actifs. Sur ces trois plans, le secteur des oléoducs se situe au-dessus de la moyenne. Il en résulte un ratio très élevé du PIB par employé, de 423 000 \$, soit près de cinq fois la moyenne de tous les secteurs d'activité¹⁰.

De plus, comme la durée de vie des oléoducs est en principe prolongée, les retombées cumulatives peuvent être importantes. Ce chapitre analyse les retombées économiques et fiscales de l'exploitation de l'oléoduc Énergie Est sur une période de 20 ans. La durée de vie du projet s'annonce beaucoup plus longue que 20 ans, mais il s'agit de la période initiale au cours de laquelle Énergie Est peut compter sur des contrats fermes.

3.1 Résumé

Alors que le précédent chapitre évaluait les retombées économiques de la construction du projet, le présent chapitre tente de quantifier les retombées qu'engendrerait l'exploitation d'Énergie Est. Énergie Est estime à au moins 1,36 G\$ les recettes annuelles que générera le projet lorsque l'oléoduc sera opérationnel, ce qui se traduira par des retombées mesurables pour l'économie canadienne. L'exploitation du projet Énergie Est soutiendrait, plus précisément, au moins 88 193 années-personnes de travail et contribuerait à hauteur de 24,9 G\$ au PIB pendant les 20 premières années de cette phase (voir le tableau 4). Les retombées fiscales liées à l'exploitation de l'oléoduc seraient aussi substantielles, puisqu'elles s'élèveraient à au moins 4,7 G\$ au cours de cette période.

Ces données correspondent à la capacité réservée, vendue en vertu de contrats à long terme. Il s'agirait des retombées du scénario minimum envisagé pour la phase d'exploitation du projet. Cependant, Énergie Est s'attend également à une capacité non réservée de 90 000 barils par jour (b/j), qui serait

⁹ D'après des données tirées du tableau CANSIM 031-0002 et de l'Enquête sur la population active de Statistique Canada.

¹⁰ D'après des données tirées du tableau CANSIM 379-0031 et de l'Enquête sur la population active de Statistique Canada.

disponible pour des opérations au comptant, de même qu'à une capacité non souscrite, mais réservée de 90 000 b/j au cours de la période visée par cette analyse. Dans l'hypothèse d'une pleine utilisation de cette capacité additionnelle pendant les 20 premières années, les retombées économiques et fiscales passeraient à un total de 117 650 années-personnes de travail, à un apport de 33,2 G\$ au PIB et à des recettes publiques de 6,3 G\$. Ces estimations représentent la limite supérieure des retombées éventuelles de l'exploitation de l'oléoduc, et nous utilisons donc dans ce chapitre un éventail raisonnable à partir duquel nous pouvons mesurer les retombées découlant de cette phase du projet. Les prochaines sections de ce chapitre portent sur la répartition des retombées par secteur et par région.

Tableau 4
Résumé des retombées régionales de l'exploitation de l'oléoduc Énergie Est
 (retombées cumulatives, 2019 à 2038)

	Ailleurs au Canada atlantique	Nouveau-Brunswick	Québec	Ontario	Manitoba	Saskatchewan	Alberta	Colombie-Britannique	Territoires	Canada
SCÉNARIO MINIMUM (VOLUMES RÉSERVÉS)										
Retombées sur l'emploi (années-personnes, ETP)	702	3,607	13,114	38,529	4,942	5,699	18,307	3,243	51	88,193
Directes	0	1,566	2,661	3,277	1,313	1,576	7,309	0	0	17,702
Indirectes	430	1,551	7,274	24,451	2,567	2,583	7,005	1,869	32	47,763
Induites	272	490	3,179	10,801	1,062	1,540	3,993	1,374	19	22,728
Retombées sur le PIB (en M\$ de 2013)	68	1,489	2,691	11,257	1,357	2,141	5,576	289	9	24,876
Directes	0	1,135	1,733	7,839	1,022	1,598	3,876	0	0	17,203
Indirectes	43	309	666	2,266	231	366	1,162	167	5	5,215
Induites	26	45	292	1,152	104	177	538	122	3	2,459
Retombées fiscales (en M\$ de 2013)	145	443	1,195	1,653	187	220	544	338	9	4,734
Recettes provinciales directes	46	397	697	826	110	153	300	58	2	2,588
Part des recettes fédérales par habitant	99	46	498	827	77	68	245	280	7	2,146
SCÉNARIO MAXIMUM (Y COMPRIS LES VOLUMES NON RÉSERVÉS ET CEUX RÉSERVÉS MAIS NON SOUSCRITS)										
Retombées sur l'emploi (années-personnes)	936	4,812	17,494	51,398	6,593	7,603	24,421	4,326	68	117,650
Directes	0	2,089	3,550	4,372	1,752	2,102	9,750	0	0	23,615
Indirectes	574	2,069	9,704	32,618	3,425	3,445	9,345	2,493	42	63,716
Induites	362	653	4,240	14,408	1,416	2,055	5,326	1,833	25	30,319
Retombées sur le PIB (en M\$ de 2013)	91	1,986	3,590	15,016	1,810	2,856	7,438	386	11	33,185
Directes	0	1,514	2,312	10,457	1,363	2,132	5,171	0	0	22,949
Indirectes	57	412	888	3,023	308	488	1,551	223	7	6,956
Induites	34	60	390	1,536	139	237	717	163	4	3,280
Retombées fiscales (en M\$ de 2013)	193	591	1,594	2,205	249	294	726	451	12	6,315
Recettes provinciales directes	61	529	930	1,102	146	204	400	77	3	3,452
Part des recettes fédérales par habitant	132	62	664	1,103	103	90	327	373	9	2,863

Source : Le Conference Board du Canada.

3.2 Les retombées directes

L'évaluation des retombées de l'exploitation d'Énergie Est sur l'emploi et le PIB repose sur celle des recettes que le projet est censé générer. Énergie Est a conclu des contrats visant l'acheminement de 905 000 b/j de pétrole, moyennant un prix convenu, auprès de plusieurs expéditeurs, une fois l'oléoduc opérationnel. Cette quantité équivaut à environ 83 % de la capacité prévue du projet. Énergie Est tente actuellement de vendre 90 000 b/j de plus, qui feraient l'objet d'une capacité réservée, mais aucun engagement n'a été pris pour ces volumes au moment de la rédaction de ce rapport. À ces volumes s'ajoute une autre capacité de 90 000 b/j, disponible pour des ventes non réservées ou au comptant lorsque l'oléoduc sera exploité. Les retombées économiques qui pourraient découler de ces volumes non souscrits et non réservés font l'objet d'une analyse à la fin de ce chapitre.

Comme les modalités des contrats conclus sont connues, il est possible d'estimer de façon raisonnable les recettes qui en découleront. Énergie Est a estimé à 1,36 G\$ les recettes annuelles liées à ces contrats en 2019, à partir des coûts d'immobilisations prévus du projet et de la structure tarifaire qui serait appliquée. Les estimations des recettes tiennent uniquement compte de la composante fixe de la structure tarifaire. La composante variable est principalement basée sur les coûts d'électricité entraînés par l'acheminement par l'oléoduc, directement transférés aux expéditeurs. En tant que telle, la composante variable n'aurait pas d'incidence sur les intrants liés à la main-d'œuvre ou aux matériaux que l'oléoduc utiliserait, ni sur les profits qu'il générerait, et c'est pourquoi elle n'est pas incluse dans l'estimation des retombées économiques.

La portion de la capacité attendue de l'oléoduc qui n'est pas réservée dans le cadre de contrats à long terme sera disponible pour des ventes au comptant ou non garanties, une fois le projet opérationnel. Nous examinons les retombées économiques et fiscales supplémentaires qui découleraient de ventes non garanties dans un autre scénario, plus loin dans ce chapitre. Nous présentons d'abord une analyse des retombées liées à la capacité réservée dans le cadre de contrats à long terme.

Aux fins de cette analyse, nous supposons que des contrats à long terme couvriront une capacité de 905 000 b/j pendant les 20 premières années d'exploitation. Il est à noter que nous ne déduisons pas les recettes susceptibles de provenir des gazoducs existants qui seront convertis pour être intégrés au réseau d'Énergie Est. Enfin, nous ajustons en dollars de 2013 les données sur les recettes fournies par Énergie Est pour mesurer les retombées sur ce plan. Notre analyse repose donc sur une évaluation des recettes à 1,2 G\$, qui sont réparties entre les provinces en fonction des coûts d'exploitation prévus dans chacune.

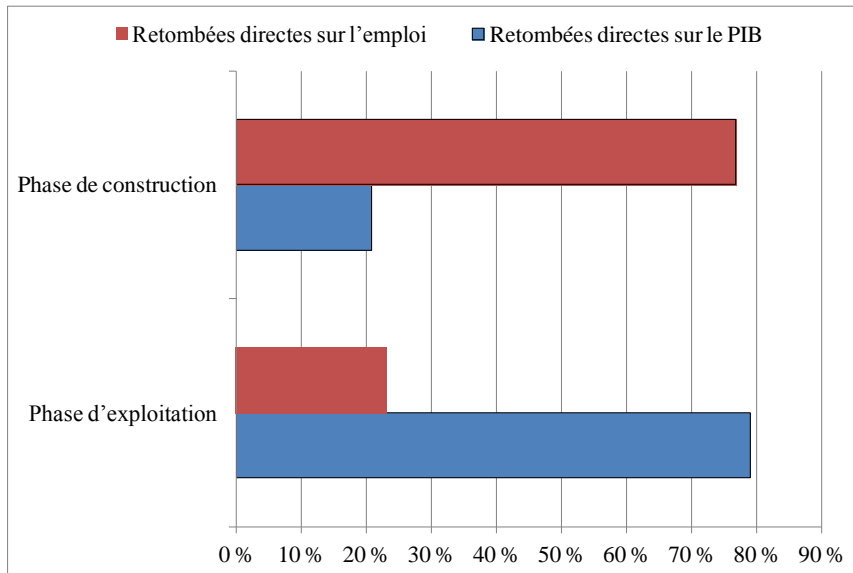
Selon l'hypothèse de recettes annuelles de 1,2 G\$, Énergie Est soutiendrait directement 885 emplois par année, soit 17 702 années-personnes de travail pendant les 20 premières années de l'exploitation du projet. La plus grande part de ces emplois revient à l'Alberta, soit 365 emplois par année ou 41 % de tous les emplois. L'Ontario obtient la deuxième part de l'emploi direct lié à l'exploitation de l'oléoduc, avec 164 postes par année (18,5 % du total), suivie du Québec, avec 133 postes par année (15 % du total). La Saskatchewan (79 postes par année), le Nouveau-Brunswick (78 postes par année) et le Manitoba (66 postes par année) se partagent les emplois directs restants. Cette répartition dépend de l'emplacement du siège social d'Énergie Est, de la longueur de l'oléoduc dans chaque province et des endroits où seront aménagées les installations nécessaires à l'oléoduc le long du trajet qu'il empruntera, comme des stations de pompage ou des terminaux auxquels il faudra affecter des employés.

Sous l'angle du PIB, le projet devrait se traduire par un apport annuel de 860 M\$ ou 17,2 G\$ au cours des 20 premières années d'exploitation. La comparaison des retombées sur le PIB entre les phases de construction et d'exploitation du projet donne des résultats très différents de celle menée pour les retombées sur l'emploi. L'analyse combinée des retombées directes de ces deux phases du projet permet de constater que l'exploitation ne compte que pour 23 % du nombre total d'emplois soutenus. C'est toutefois au cours de cette phase que se produiraient 79 % des retombées directes du projet sur le PIB (voir le graphique 16). La raison pour laquelle le volet de l'exploitation contribue à une part

beaucoup plus grande des retombées sur le PIB tient au fait que la production par travailleur est très élevée dans le secteur des oléoducs. Cela s'explique en grande partie par le niveau d'investissement dans ce secteur, qui est élevé, tout autant, donc, que le stock de capital par employé, ce qui a pour effet de stimuler la productivité du travail.

Graphique 16

Les retombées directes de l'exploitation sont beaucoup plus élevées sur le PIB que sur l'emploi
(part des retombées sur l'emploi et le PIB, par phase du projet)



Source : Le Conference Board du Canada.

3.3 Les retombées indirectes

Comme lors de la phase de développement, Énergie Est aura également des retombées indirectes (ou des répercussions sur la chaîne d'approvisionnement) lorsque l'oléoduc sera opérationnel. On estime que l'oléoduc soutiendra 2 388 emplois chaque année de la période d'exploitation. Ce nombre équivaut à 47 763 années-personnes de travail pendant les 20 premières années du projet. À chaque emploi directement créé par le projet correspond 1,7 emploi attribuable uniquement aux répercussions sur la chaîne d'approvisionnement.

En comparaison, les retombées indirectes sur le PIB sont plus petites. L'exploitation du projet se traduirait par des retombées indirectes annuelles de 260 M\$ sur le PIB, soit l'équivalent de 0,30 \$ pour chaque dollar de contribution directe au PIB. Il s'agit d'un multiplicateur très faible, qui s'explique par l'apport direct important du secteur des oléoducs au PIB.

Le nombre d'emplois indirects découlant de l'exploitation d'Énergie Est n'est pas particulièrement élevé, quelle que soit l'année pendant les 20 premières années où l'oléoduc sera opérationnel, mais il dépasse celui soutenu à la phase de construction – 47 763 années-personnes de travail comparativement à 33 064. Qui plus est, les retombées indirectes associées à la phase d'exploitation du projet sont

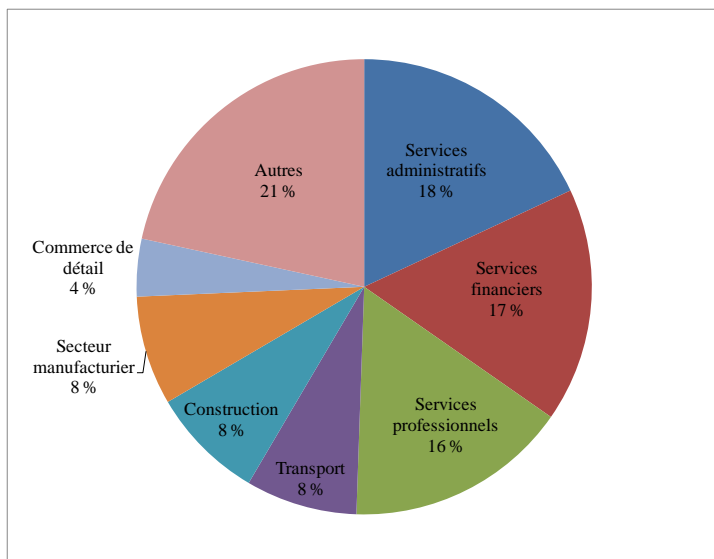
légèrement différentes de celles relevées à la phase de développement quant à leur répartition entre les secteurs d'activité et les régions. Par exemple, même si l'Ontario obtient 37 % des retombées de la construction de l'oléoduc, elle peut s'attendre à bénéficier de 51 % des retombées indirectes de l'exploitation sur l'emploi pendant les 20 premières années du projet. De surcroît, l'examen des retombées indirectes sur l'emploi à la phase d'exploitation révèle que les secteurs comme les services financiers et le soutien administratif, lequel inclut les services liés à l'entretien immobilier et à l'emploi, sont plus favorisés.

3.3.1 Les retombées indirectes par secteur

Un peu plus de 50 % des retombées indirectes de l'exploitation de l'oléoduc sur l'emploi sont observées dans trois grands secteurs. Ces trois secteurs sont, en ordre croissant, les services administratifs, les services financiers et les services professionnels. Combinés, ces secteurs profiteraient de 1 207 postes chaque année, ou de 24 141 années-personnes de travail au cours des 20 premières années de l'exploitation du projet (voir le graphique 17). Quatre autres secteurs bénéficieraient de plus de 100 emplois par année, soit les transports, la construction, la fabrication et la vente au détail. Les retombées relevées dans certains de ces secteurs sont similaires à celles dont il a été question au chapitre 2, en ce qui a trait à la phase de développement. Cependant, de façon générale, on constate des différences assez grandes dans quelques secteurs à la phase d'exploitation, comparativement à celle de développement.

Graphique 17

Principaux secteurs bénéficiant des retombées de l'exploitation sur la chaîne d'approvisionnement
(part des retombées indirectes de l'exploitation sur l'emploi)



Source : Le Conference Board du Canada.

La grande importance que revêt l'électricité comme intrant dans le secteur des oléoducs est un autre fait intéressant à mentionner. Si elle ne compte que pour 2,8 % des retombées indirectes sur l'emploi, l'industrie hydroélectrique représente 10,1 % des retombées indirectes sur le PIB. À l'instar du secteur

des oléoducs, ceux de la production, de la distribution et du transport de l'électricité sont hautement capitalistiques. Il en résulte souvent une production très élevée par heure travaillée, d'où la part excessivement élevée des retombées indirectes sur le PIB par rapport à celles sur l'emploi.

3.3.1.1 Les services administratifs

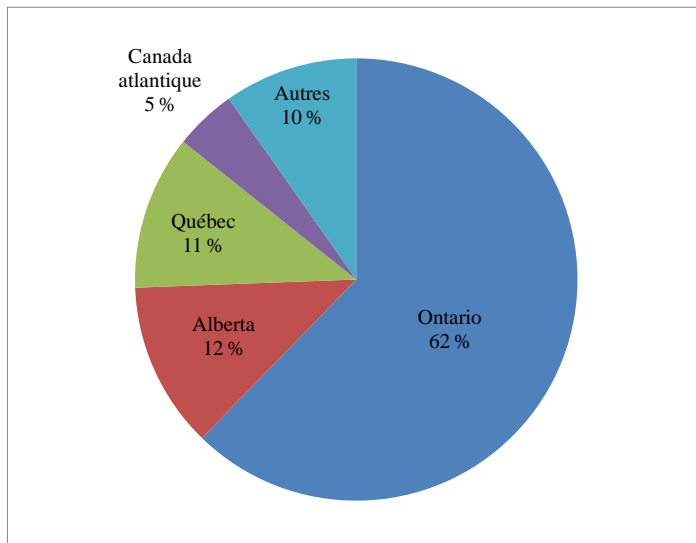
Les entreprises spécialisées dans les services administratifs soutiennent généralement d'autres entreprises dans l'exercice de leurs activités quotidiennes. Le nombre total d'emplois découlant indirectement de l'exploitation d'Énergie Est dans ce secteur s'élèvera à 431 par année, ce qui correspond à 18 % des retombées indirectes totales. Environ 50 % de ces postes se trouveraient dans les services liés à l'emploi et à l'entretien immobilier (conciergerie, lutte antiparasitaire, etc.), mais des retombées importantes seraient aussi visibles dans d'autres domaines, comme la sécurité et le soutien aux entreprises.

Sous l'angle des régions, c'est l'Ontario qui profite des meilleures retombées sur l'emploi dans ce secteur. La province bénéficiera de 268 postes (62 %) chaque année, plus particulièrement dans les services liés à l'emploi (voir le graphique 18). L'Alberta récolte la part la plus importante des postes dans les services administratifs (12 %) après l'Ontario, en plus de s'en tirer particulièrement bien dans la gestion des déchets et l'administration de bureaux. La seule autre région qui se démarque sur ce plan est le Québec, où seront générées 11,3 % des retombées du secteur sur l'emploi, qui y seront réparties à vaste échelle et couvriront à peu près tout, des installations aux préparatifs de voyage, en passant par le soutien à la gestion.

Graphique 18

L'Ontario obtient la majorité des postes dans les services administratifs

(part des retombées indirectes de l'exploitation sur l'emploi)



Source : Le Conference Board du Canada.

3.3.1.2 Les services financiers

Comme le secteur des services financiers fournit des intrants dans presque toutes les industries, il joue habituellement un rôle de premier plan dans la chaîne d'approvisionnement de bon nombre de celles-ci. L'exploitation d'Énergie Est ne fait pas exception à cette tendance. Au total, 397 emplois seront soutenus annuellement dans le secteur des services financiers, soit 16,6 % des retombées indirectes sur l'emploi. Un peu plus des trois quarts des retombées dans ce secteur toucheraient les services bancaires et d'investissement, ou au profit des sociétés de portefeuille.

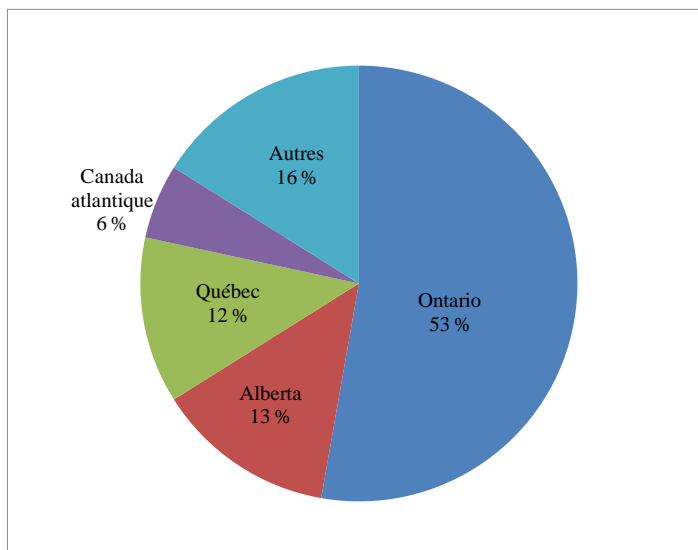
Sur le plan régional, les retombées seront plus largement réparties que dans le cas des services administratifs, mais il n'en demeure pas moins que la majorité des postes se trouveront en Ontario. Cette province bénéficiera de 210 emplois chaque année, ou de 53 % des retombées totales dans ce secteur (voir le graphique 19). Encore une fois, cela n'est pas vraiment surprenant, compte tenu du secteur des services financiers bien développé de l'Ontario.

L'Alberta recevra la deuxième part des retombées indirectes sur l'emploi dans les services financiers, soit 13 % du total. Le Québec suivra avec une part de 12 %. Le Manitoba se distingue aussi dans les services financiers, par l'obtention de 8,9 % des retombées indirectes attendues dans ce secteur par rapport à seulement 5,4 % de l'ensemble des retombées indirectes sur l'emploi, et cette province réussit particulièrement bien dans le sous-secteur des services d'investissement financier.

Graphique 19

Répartition régionale des retombées indirectes sur l'emploi dans les services financiers

(années-personnes découlant indirectement de l'exploitation)



Source : Le Conference Board du Canada.

3.3.1.3 Les services professionnels

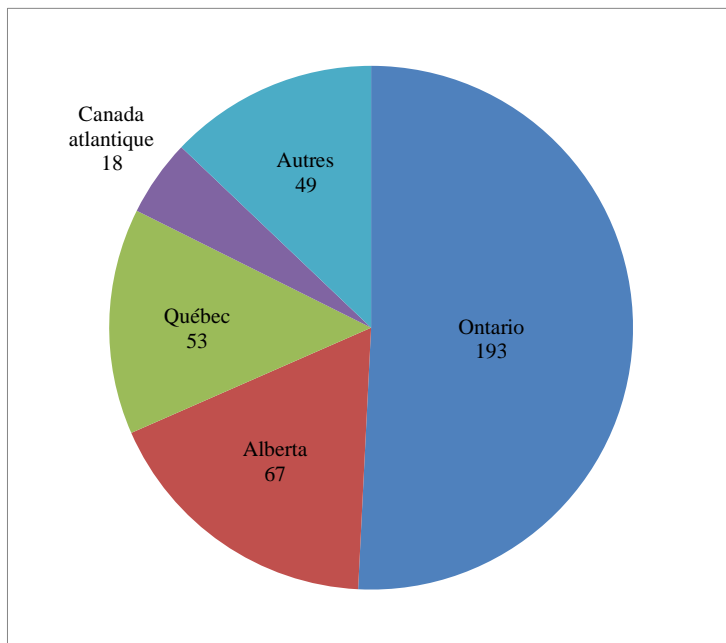
Dans les services professionnels, 379 emplois au total, par année, seront attribuables aux retombées de l'exploitation d'Énergie Est sur la chaîne d'approvisionnement, ce qui représente 15,9 % des retombées indirectes totales sur l'emploi. Bien que les services de génie comptent pour la plus grande part des

retombées sur l'emploi dans le secteur des services professionnels, comme c'est aussi le cas à la phase de construction, les services informatiques se démarquent à la phase d'exploitation. Au total, 153 emplois par année seraient soutenus dans ce secteur, ce qui représente 40 % des retombées dans les services professionnels. Le seul autre secteur bénéficiant de gains notables est celui des services de consultation, dans lequel l'exploitation du projet soutiendrait 42 emplois chaque année.

L'examen des retombées régionales révèle des tendances similaires à celles des deux premiers secteurs. L'Ontario a les plus grandes retombées, avec 193 emplois chaque année (51 %). Les gains d'emplois les plus notables y sont observés dans les domaines de la publicité et des relations publiques, de la recherche scientifique et du design spécialisé (voir le graphique 20). L'Alberta verra se concrétiser 17,6 % des retombées (ou 67 emplois par année) sur son territoire et se démarquera dans les services informatiques et les services de consultation, qui comptent respectivement pour 19,2 % et 22,1 % des retombées à l'échelle nationale. Le Québec obtient la plupart des retombées restantes, soit 13,9 %. Toutefois, cette province profiterait de 21 % des retombées sur l'emploi dans les services juridiques et de 19,1 % de ces retombées dans les services de comptabilité et de fiscalité.

Graphique 20

Répartition régionale des retombées indirectes sur l'emploi dans les services professionnels
(part des retombées indirectes annuelles de l'exploitation sur l'emploi)



Source : Le Conference Board du Canada.

3.3.1.4 Le transport

Le secteur du transport sera un autre bénéficiaire de l'exploitation d'Énergie Est, qui soutiendra 189 emplois par année dans ce secteur. Plus de 80 % de ces emplois se trouveront dans les services de messageries, de camionnage ou de soutien au transport. Les retombées dans l'industrie des messageries reflètent le besoin quotidien et courant d'interactions avec d'autres organisations. Par ailleurs, dans les

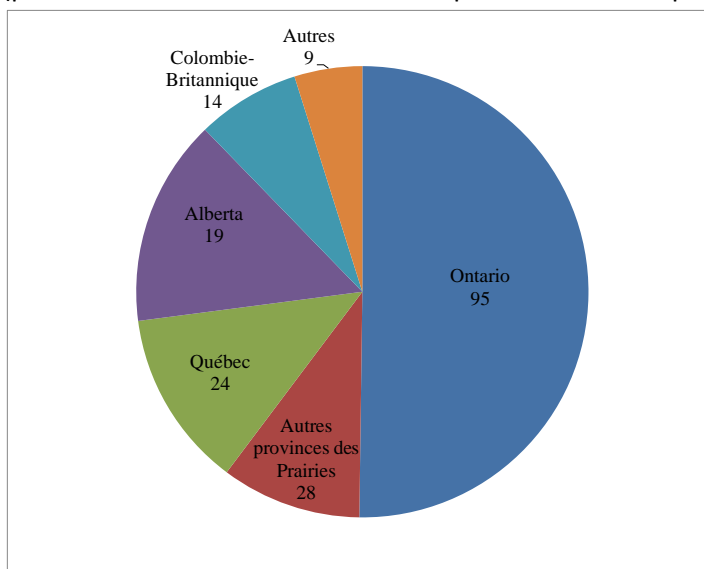
autres domaines du secteur du transport, les retombées témoignent plutôt de la nécessité d'apporter au projet les fournitures et approvisionnements qu'il lui faudra.

La longueur de l'oléoduc contribue aussi à la demande de services de transport, et c'est la raison pour laquelle les retombées indirectes sur l'emploi dans cette industrie sont plus dispersées. L'Ontario bénéficie encore des retombées les plus importantes : cette province obtient 95 emplois par année, alors que le Québec et l'Alberta en ont respectivement 24 et 19. Cela laisse toutefois place à 27 % des retombées sur l'emploi à l'extérieur de ces trois provinces – une part beaucoup plus grande que celle relevée dans les secteurs décrits ci-dessus (voir le graphique 21). Le Manitoba et la Saskatchewan font tous deux meilleure figure dans l'industrie des messageries, alors que la Colombie-Britannique fait mieux que les autres dans le transport aérien. Le Canada atlantique ne bénéficie que de 4 % des retombées indirectes totales sur l'emploi dans le transport.

Graphique 21

Répartition régionale des retombées indirectes sur l'emploi dans le transport

(part des retombées indirectes de l'exploitation sur l'emploi)



Source : Le Conference Board du Canada.

3.3.1.5 Les autres secteurs

Parmi les autres secteurs qui profitent le plus des retombées de l'exploitation d'Énergie Est sur la chaîne d'approvisionnement figurent la construction et la fabrication, qui obtiennent respectivement 193 et 188 emplois annuels. Les retombées indirectes découlant du secteur de la construction se produisent toutes du côté de l'entretien et des réparations. Elles sont réparties de façon plus proportionnelle en fonction du trajet emprunté par l'oléoduc et des stations de pompage le long de celui-ci. Le Québec et l'Ontario affichent les retombées les plus grandes sur l'emploi dans ce secteur, chacune des provinces y obtenant 66 emplois par année. Ces deux provinces combinées représentent 70 % des retombées indirectes totales sur l'emploi dans le secteur de la construction. L'Alberta obtient une part de 13,1 %, et

les autres provinces des Prairies de 12,9 %. Le Nouveau-Brunswick profite de 3 % des retombées, de sorte qu'au total, 99,4 % des retombées produites dans le secteur de la construction se manifesteront dans les provinces que traversera l'oléoduc.

Les retombées indirectes de l'exploitation dans le secteur manufacturier sont plus concentrées : 74 % d'entre elles rejailliront dans les provinces centrales du Canada. La part restante sera scindée entre l'Alberta, qui en récoltera 44 %, et les autres provinces. Les retombées indirectes par secteur d'activité dans la fabrication sont similaires à celles relevées à la phase de construction du projet. Les principaux intrants comprennent les métaux d'architecture, les chaudières et les produits à base de ciment. Leur nature traduit le besoin de travaux d'entretien et de réparation pendant toute la durée de vie utile de l'infrastructure de l'oléoduc.

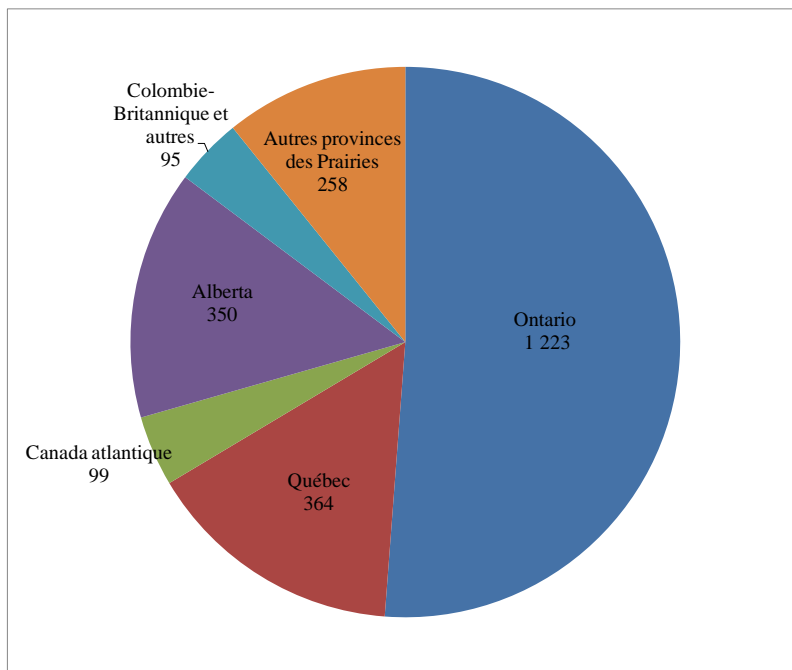
3.3.2 Les retombées indirectes par région

Presque toutes les retombées indirectes liées à l'exploitation d'Énergie Est sont observées dans les provinces que traverse l'oléoduc ; à peine 4,9 % des retombées sur l'emploi sont générées dans les autres provinces (voir le graphique 22). Cette situation est surtout attribuable à l'importance de certaines activités, comme les travaux de construction et le transport, qui sont presque exclusivement réalisées à l'échelle locale. Bon nombre des autres intrants clés, comme les services administratifs ou professionnels, exigent aussi souvent une présence locale.

Graphique 22

Retombées de l'exploitation sur l'emploi dans la chaîne d'approvisionnement, par région

(retombées indirectes de l'exploitation sur l'emploi)



Source : Le Conference Board du Canada.

3.3.2.1 L'Ontario

C'est en Ontario que se font sentir la plupart des retombées de l'exploitation d'Énergie Est sur la chaîne d'approvisionnement. On s'attend à ce que 1 223 emplois au total soient soutenus par l'exploitation de l'oléoduc dans cette province. Il s'agit de l'équivalent de 24 451 années-personnes de travail ou de 51,2 % des emplois pendant les 20 premières années d'exploitation. Les gains de l'Ontario sont significatifs dans les services administratifs, où ils correspondent à 62 % (268 emplois) des retombées totales à l'échelle nationale. Un peu moins de la moitié de ces gains seraient observés dans les services liés à l'emploi ou le soutien aux entreprises.

Cette province obtiendrait également 52,8 % des retombées attendues dans les services financiers, plus particulièrement dans les services d'investissement financier, l'assurance et les sociétés de portefeuille. Enfin, l'Ontario aurait aussi la garantie de 50 % des retombées sur l'emploi dans les services professionnels et le transport, en plus de bien tirer son épingle du jeu dans des secteurs comme les services informatiques, de messagerie ainsi que de génie.

3.3.2.2 Le Québec

Fort de 15,2 % des retombées totales, le Québec verrait 362 emplois soutenus par l'exploitation chaque année, ou 7 274 années-personnes, pendant les 20 premières années du projet. L'industrie de la construction aurait les retombées les plus importantes, soit 18,2 % de toutes celles engendrées dans la province. En fait, même si le Québec profitera d'environ 15 % de toutes les retombées indirectes sur l'emploi, il peut espérer recevoir 35 % de l'ensemble de celles sur le secteur de la construction au Canada. Cette province peut aussi compter sur 23 % de toutes les retombées sur la fabrication à l'échelle du pays, soit l'équivalent de 43 emplois par année – le deuxième rang à cet égard après l'Ontario. Par ailleurs, le Québec obtient des gains exceptionnels dans le commerce de gros ainsi que dans le domaine des arts, du spectacle et des loisirs.

Il est intéressant de noter, au sujet du Québec, que les retombées indirectes de l'exploitation sur l'emploi sont moindres, en réalité, que celles signalées ci-dessus pour la phase de construction. Cet écart tient au fait qu'une part importante des intrants utilisés à la phase de construction proviendrait du Québec, ce qui se traduirait par des retombées plus élevées sur la chaîne d'approvisionnement, par opposition à la phase d'exploitation.

3.3.2.3 L'Alberta

Au total, 14,7 % des emplois attribuables aux retombées de l'exploitation d'Énergie Est sur la chaîne d'approvisionnement se trouvent en Alberta. Ce pourcentage équivaut à 350 emplois par année ou 7 005 années-personnes de travail au cours des 20 premières années d'exploitation. C'est beaucoup plus que les 3 828 années-personnes de travail soutenues dans la province durant la phase de construction. Comme on pouvait s'y attendre, les retombées les plus élevées sont observées dans les services administratifs, financiers et professionnels. Cependant, la province réalisera aussi des gains considérables dans les mines de même que dans la production, le transport et la distribution d'électricité.

3.3.2.4 Les autres régions

Les provinces de l'Ontario, de l'Alberta et du Québec comptent à elles trois pour 81,1 % des retombées indirectes sur l'emploi attendues de l'exploitation du projet. Néanmoins, quelque 452 emplois par année ou 9 032 années-personnes de travail iront aux autres provinces pendant les 20 premières années d'exploitation de l'oléoduc. Cette part est supérieure de 18,3 % à celle dont bénéficieront ces provinces durant la phase de construction du projet.

Des 452 emplois restants, 57 % seront soutenus en Saskatchewan et au Manitoba, 22 % dans le Canada atlantique (surtout au Nouveau-Brunswick, qui obtiendra 78 % de cette part) et 20 % en Colombie-Britannique. Les retombées sont généralement variées dans ces provinces, mais les plus importantes sont attendues dans des secteurs comme les sociétés de portefeuille, les travaux de réparation, les services informatiques et la production d'énergie électrique.

3.4 Les retombées induites

Comme c'est le cas pour la phase de construction du projet, les salaires perçus au moyen des emplois directement et indirectement soutenus par l'exploitation d'Énergie Est généreront une troisième série de retombées économiques lorsque les revenus en seront dépensés. Ces retombées induites augmentent considérablement l'impact économique global de l'exploitation du projet.

Toutefois, contrairement à ce que l'on a observé pour la phase de construction, à savoir que les retombées indirectes et induites étaient à peu près d'égale importance, les retombées induites de l'exploitation d'Énergie Est sont beaucoup plus faibles. La principale raison de cet écart réside dans le fait que les retombées directes de l'exploitation sur l'emploi sont bien moindres que celles attribuables à la construction. Par conséquent, les revenus du travail générés par les emplois directs et indirects durant la phase d'exploitation sont moins élevés, n'étant que de 5,3 G\$ pendant les 20 premières années d'exploitation, par opposition à 5,9 G\$ à la phase de construction. Des revenus du travail moins élevés à dépenser entraînent des retombées induites plus faibles.

On estime à 22 278 le nombre d'années-personnes de travail induit que soutiendrait l'oléoduc pendant les 20 premières années d'exploitation, ce qui correspond à 1 136 emplois par année. Ainsi, les retombées directes, indirectes et induites combinées de l'exploitation du projet sur l'emploi se chiffreront à 88 193 années-personnes de travail au cours des 20 premières années, ou à 4 410 emplois par année. En raison des retombées secondaires et tertiaires assez importantes, le multiplicateur de l'emploi associé à Énergie Est est aussi élevé : chaque emploi découlant directement du projet se traduit par la création de 5,0 emplois au total dans l'économie canadienne. Ce multiplicateur de l'emploi est supérieur à celui de 2,2 obtenu pendant la phase de développement du projet. L'écart s'explique par le stock de capital très élevé par employé dans le secteur du transport pétrolier, qui fait en sorte que le nombre d'emplois directs est relativement peu élevé – bien qu'il s'agisse d'emplois souvent très bien rémunérés –, d'où les retombées secondaires et tertiaires plus importantes.

Les retombées induites sur le PIB sont aussi plus faibles que les retombées indirectes de l'exploitation, et ce, dans une mesure substantielle. Pour chaque dollar apporté directement au PIB par l'exploitation du projet correspond 0,14 \$ soutenu par les retombées induites, outre les 0,30 \$ découlant des

répercussions sur la chaîne d'approvisionnement. Ainsi, le projet apporterait directement 17,2 G\$ au PIB au cours de ses 20 premières années d'exploitation, et cette contribution passerait à 24,9 G\$ si on y ajoutait les retombées indirectes et induites. À 1,5, le multiplicateur du PIB appliqué à la phase d'exploitation est nettement inférieur à celui de 2,5 signalé pour la phase de construction du projet.

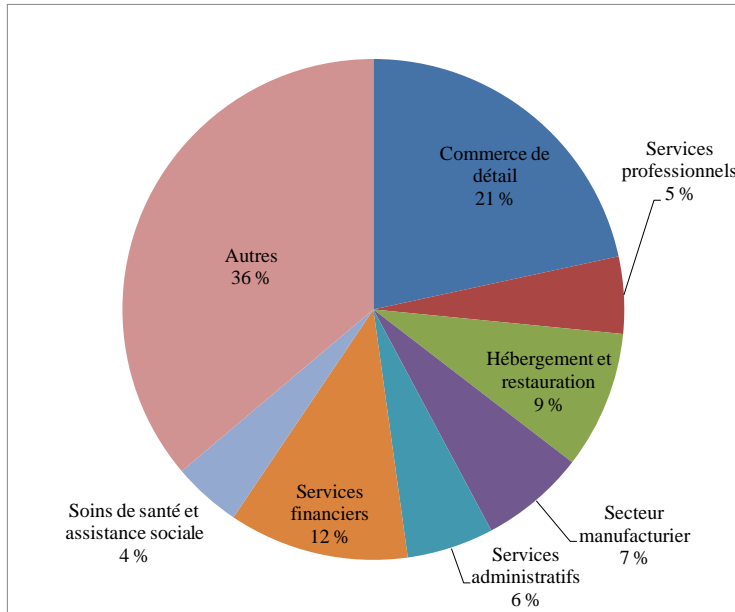
3.4.1 Les retombées induites par secteur

La répartition des retombées induites entre les secteurs est très similaire à celle indiquée au chapitre 2. C'est dans le même groupe de secteurs axés sur le consommateur, entre autres le commerce de détail, l'hébergement et la restauration, les services financiers et les services personnels, que se produisent la plupart des retombées (voir le graphique 23). Les légères variations relevées dans les retombées induites par secteur entre les phases de développement et d'exploitation du projet sont imputables au fait que les compositions régionales qui bénéficient des retombées directes et indirectes sont différentes. Ces variations sont cependant minimes, car les habitudes de consommation par région sont assez semblables dans l'ensemble du Canada.

Graphique 23

Retombées induites de l'exploitation sur l'emploi, par industrie

(part de l'emploi induit de l'exploitation)



Source : Le Conference Board du Canada.

3.4.2 Les retombées induites par région

La répartition des retombées régionales fait ressortir d'importantes différences par rapport à la phase de construction. De fait, l'Ontario et l'Alberta devraient profiter dans une bien plus vaste mesure des retombées induites que les autres régions pendant les 20 premières années de l'exploitation (voir le graphique 24). Selon nos estimations, l'Ontario profitera de retombées induites sur l'emploi de l'ordre de 10 801 années-personnes, ou 47,5 % du total, pendant les 20 premières années d'exploitation, comparativement à 10 299 années-personnes, ou 36 %, durant la phase de construction. Il en va de même pour l'Alberta qui, au cours de cette période de 20 ans, peut s'attendre à 3 993 années-personnes de travail (17,6 %), comparativement à 2 695 années-personnes (9,3 %) à la phase de construction, sous l'angle des retombées induites sur l'emploi.

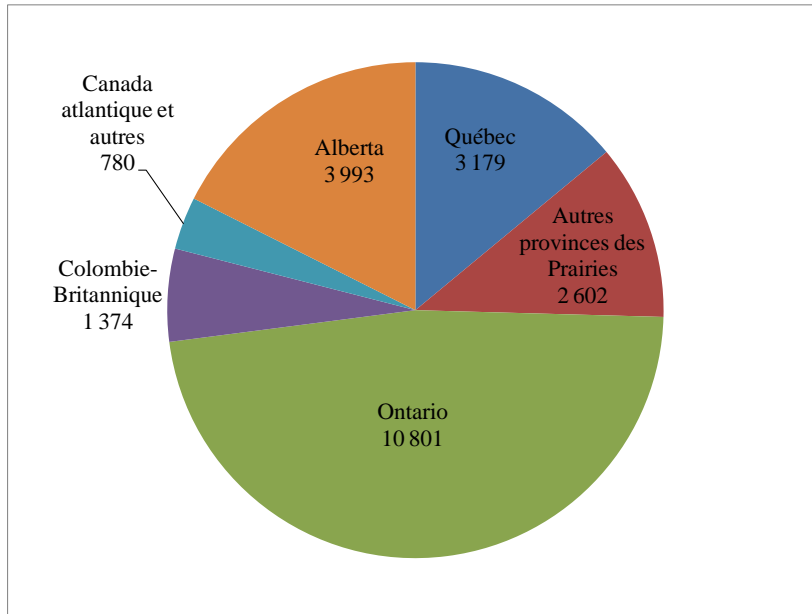
Alors que la part du Québec de l'emploi induit durant la phase de construction s'élevait à 8 306 années-personnes de travail (29 %), elle pourrait être d'à peine 3 179 années-personnes (14 %) pendant les 20 premières années d'exploitation. Le Nouveau-Brunswick accuse une diminution similaire, puisque les retombées induites passeront de 3 552 années-personnes de travail (12 %) à 490 années-personnes (2 %). Deux facteurs contribuent à cette baisse. Le premier tient au fait que l'Alberta obtient une part relativement plus grande des retombées indirectes sur l'emploi pendant la phase d'exploitation que pendant celle de la construction. Aussi, les traitements et salaires versés par aux fournisseurs en Alberta sont plus importants, et cela favorise davantage les dépenses de consommation à l'échelle locale. Le deuxième facteur s'explique par le fait qu'une part relativement plus grande des services achetés par les consommateurs au pays provient de l'Ontario, plutôt que du Nouveau-Brunswick ou du Québec. Cela

vaut en particulier pour les secteurs essentiels pour les consommateurs, comme les services financiers et l'assurance.

Graphique 24

Retombées induites de l'exploitation sur l'emploi, par région

(années-personnes de travail induites de l'exploitation)



Source : Le Conference Board du Canada.

3.5 Les retombées fiscales

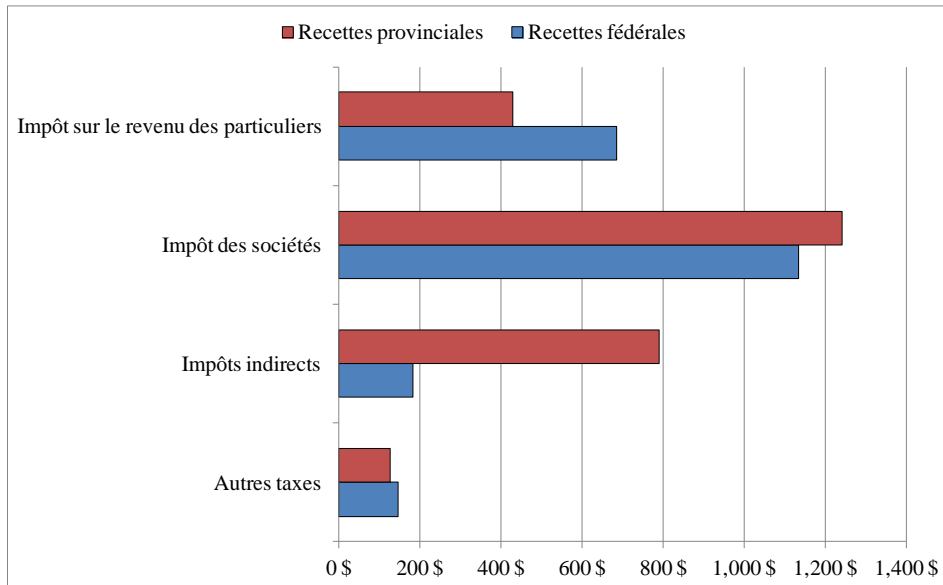
Les retombées directes, indirectes (sur la chaîne d'approvisionnement) et induites de l'exploitation d'Énergie Est ont aussi des retombées fiscales pour les gouvernements fédéral et provinciaux. Durant les 20 premières années d'exploitation, le projet devrait générer des recettes publiques fédérales et provinciales de 4,7 G\$, soit 80 % de plus que les retombées fiscales de 2,6 G\$ associées à la phase de développement du projet. Les retombées fiscales à la phase d'exploitation proviennent davantage de l'impôt sur les sociétés, qui compte pour 50,2 % des recettes fiscales provinciales et fédérales combinées (voir le graphique 25). L'impôt sur le revenu des particuliers et les impôts indirects, comme les taxes de vente, représentent la plus grande part des retombées fiscales restantes.

La répartition des effets de l'exploitation d'Énergie Est sur le PIB explique la part importante que représente l'impôt sur les sociétés dans les retombées fiscales. Comme on l'a mentionné, le secteur des oléoducs contribue grandement au PIB. Les retombées directes sur le PIB comptent d'ailleurs pour 69,2 % de toutes les répercussions de l'exploitation sur le PIB. À cela s'ajoute le fait que le secteur des oléoducs est hautement capitalistique, de sorte que son apport au PIB se fait sous la forme d'une dépréciation de l'actif et des profits des sociétés. Comme c'est la composante des recettes du PIB, y compris les profits des sociétés et les revenus du travail, qui détermine la majorité des retombées

fiscales, il en résulte en fin de compte que les profits des sociétés dans le secteur des oléoducs constituent un élément moteur.

Graphique 25

L'impôt sur les sociétés représente la plus grande part des retombées fiscales de l'exploitation
(recettes fiscales pendant les 20 premières années d'exploitation, en M\$ de 2013)



Source : Le Conference Board du Canada.

3.5.1 Les retombées fiscales fédérales

Les retombées totales qui reviendront au gouvernement fédéral au cours des 20 premières années de l'exploitation d'Énergie Est s'élèvent à 2,1 G\$. Ce montant équivaut à 0,8 % des recettes totales fédérales en 2013. L'impôt sur les sociétés, à 1,1 G\$, en représente la part la plus importante. Les recettes tirées de l'impôt sur le revenu des particuliers suivent, à 686 M\$, avant les impôts indirects, à 182 M\$. Les contributions accrues aux programmes de sécurité sociale, comme l'assurance-emploi, sont aussi importantes, à 145 M\$.

Les recettes du gouvernement fédéral équivalent à 8,63 \$ par tranche de 100 \$ du PIB que génère la phase d'exploitation du projet. C'est un peu plus faible que les recettes fiscales fédérales de 12,87 \$ par tranche de 100 \$ du PIB que génère la phase de développement. Cela s'explique surtout par la transition vers les profits des sociétés comme principale source de recettes publiques. Le taux d'imposition marginal sur les profits des sociétés est généralement inférieur à celui établi pour le revenu personnel. De plus, les consommateurs paient des taxes de vente sur les biens et services qu'ils achètent, alors que les entreprises en obtiennent souvent un remboursement au moyen de crédits de taxe sur les intrants.

3.5.2 Les retombées fiscales provinciales

Les gouvernements provinciaux tirent la plus grande part des recettes fiscales de l'exploitation du projet. De façon globale, Énergie Est se traduirait par des recettes publiques provinciales de 2,6 G\$ pendant les 20 premières années d'exploitation. Ce montant équivaut à 0,6 % des recettes totales des gouvernements provinciaux en 2013. À 1,2 G\$, l'impôt sur les sociétés compte pour la majorité des retombées fiscales à l'échelle provinciale. Les impôts indirects, qui comprennent les taxes de vente, ainsi que l'impôt sur le revenu des particuliers représentent la plus grande part des retombées restantes, respectivement à 790 M\$ et à 430 M\$.

Une fois les retombées ventilées par province, on constate que c'est l'Ontario qui en bénéficierait le plus, avec 32 % des recettes totales, ou 826 M\$. Le Québec en obtiendrait 27 % (697 M\$), le Nouveau-Brunswick, 15 % (397 M\$) et l'Alberta, 12 % (300 M\$), tandis que les autres provinces, surtout le Manitoba et la Saskatchewan, se partageraient les retombées restantes. Dans l'hypothèse d'une répartition en fonction du nombre d'habitants des recettes fédérales entre les gouvernements provinciaux, les retombées dans chaque province augmenteraient considérablement. Les résultats de tels calculs sont précisés au tableau 5.

Tableau 5

Résumé des retombées fiscales de l'exploitation d'Énergie Est

(recettes fiscales pendant les 20 premières années d'exploitation, en M\$ de 2013)

	Recettes provinciales directes	Part des recettes fédérales par habitant	Total
Ontario	826	827	1,653
Québec	697	498	1,195
Canada atlantique	443	145	588
Alberta	300	245	545
Autres provinces des Prairies	262	145	407
C.-B. et autres	60	287	347
Total	2,588	2,146	4,734

Source : Le Conference Board du Canada.

3.6 Les retombées économiques de la capacité de transport non garantie

Toutes les retombées visées jusqu'ici par notre analyse dans ce chapitre sont uniquement basées sur le transport de quantités souscrites dans le cadre de contrats à long terme. Il importe donc de les considérer comme les retombées économiques et fiscales minimales de l'exploitation du projet.

Cependant, en plus des volumes souscrits ci-dessus, il faut tenir compte d'une capacité non réservée de 90 000 b/j ainsi que d'une capacité réservée, mais non souscrite de 90 000 b/j. En supposant que cette capacité disponible du réseau d'Énergie Est soit pleinement utilisée pendant les 20 premières années d'exploitation, les retombées économiques et fiscales calculées représenteraient l'incidence potentielle maximale du projet. Il est probable que la réalité se trouvera entre le scénario minimum présenté à la section précédente et cette incidence maximale.

Nous pouvons reprendre les résultats de la modélisation déjà analysés pour l'exploitation d'Énergie Est afin de déterminer les retombées économiques et fiscales attendues des transactions non réservées ou non souscrites. Le recours à un modèle d'entrées-sorties comporte des avantages, dont la possibilité d'échelonner les résultats. Comme il s'agit d'un modèle qui offre un aperçu ponctuel, les retombées relatives sont fixes. Ainsi, des recettes plus élevées de volumes non réservés ou non souscrits entraîneront une augmentation proportionnelle des retombées indirectes (chaîne d'approvisionnement) et induites, alors que la combinaison de régions et de secteurs d'activité restera constante.

Énergie Est estime que, selon les volumes transportés et leur destination finale, le projet pourrait générer des recettes annuelles supplémentaires de 454 M\$ à partir des volumes non réservés et non souscrits. Cela ferait augmenter l'ensemble des recettes annuelles liées à l'exploitation d'Énergie Est à 1,81 M\$, soit une augmentation de 33,4 % par rapport aux recettes estimées pour les volumes souscrits seulement. Les retombées économiques et fiscales du scénario « maximum » peuvent donc être estimées à 33,4 % de plus que celles établies dans le scénario « minimum ». Selon cette hypothèse, les retombées totales de l'exploitation d'Énergie Est passeraient de 88 193 à 117 650 années-personnes de travail pendant les 20 premières années. En outre, les retombées cumulatives sur le PIB s'accroîtraient, de 24,9 à 33,2 G\$, et les retombées fiscales fédérales et provinciales combinées passeraient de 4,7 à 6,3 G\$, si l'on tenait compte du potentiel des transactions non garanties.

3.7 Résumé des retombées économiques des phases de développement et d'exploitation

Le présent chapitre ainsi que le précédent traitent des retombées économiques et fiscales qui découlent de la construction et de l'exploitation du réseau d'Énergie Est. La combinaison de ces retombées amène à conclure que le projet soutiendrait au moins 216 530 années-personnes de travail – dont à peu près 59 % seraient attribuables à la phase de construction et les autres se produiraient au cours des 20 premières années de l'exploitation du projet. Dans le même ordre d'idées, on peut s'attendre à l'injection de 36,4 M\$ dans le PIB au profit de l'économie canadienne, de même qu'à une augmentation des recettes publiques des gouvernements fédéral et provinciaux de 7,7 G\$.

Si on tient compte des retombées estimées qui découleraient des volumes non réservés ou non souscrits durant la phase d'exploitation, la somme des répercussions connexes serait plus élevée. Les retombées augmenteraient pour atteindre 245 987 années-personnes de travail au total ainsi qu'un apport de 44,7 G\$ au PIB, et les gouvernements fédéral et provinciaux toucheraient des recettes supplémentaires de 9,3 M\$. Le tableau 6 illustre la répartition de telles retombées entre les régions, par scénario.

Tableau 6

Résumé des retombées régionales des phases de développement et d'exploitation d'Énergie Est
(retombées cumulatives, 2013 à 2038)

Projet d'oléoduc Énergie Est : les retombées économiques pour le Canada et ses régions

	Ailleurs au Canada atlantique	Nouveau- Brunswick	Québec	Ontario	Manitoba	Saskatchewan	Alberta	Colombie- Britannique	Territoires	Canada
SCÉNARIO MINIMUM (VOLUMES RÉSERVÉS)										
Retombées sur l'emploi (années-personnes, ETP)	2,193	24,090	50,748	79,799	9,895	12,340	31,398	5,980	87	216,530
Directes	0	14,822	19,495	19,466	3,894	5,623	13,057	0	0	76,356
Indirectes	1,241	4,777	18,723	38,001	3,749	3,879	11,315	3,207	46	84,939
Induites	952	4,492	12,530	22,332	2,252	2,837	7,026	2,773	41	55,235
Retombées sur le PIB (en M\$ de 2013)	220	3,104	5,832	15,170	1,767	2,741	7,016	522	15	36,386
Directes	0	2,118	3,000	9,222	1,212	1,899	4,305	0	0	21,757
Indirectes	130	565	1,673	3,589	333	516	1,771	279	9	8,866
Induites	89	421	1,159	2,358	221	326	940	243	6	5,763
Retombées fiscales (en M\$ de 2013)	233	762	1,944	2,645	306	356	863	559	15	7,682
Recettes provinciales directes	66	684	1,102	1,247	176	242	449	86	3	4,054
Part des recettes fédérales par habitant	167	78	842	1,398	131	114	414	476	12	3,628
SCÉNARIO MAXIMUM (Y COMPRIS LES VOLUMES NON RÉSERVÉS ET CEUX RÉSERVÉS MAIS NON SOUSCRITS)										
Retombées sur l'emploi (années-personnes)	2,427	25,295	55,128	92,668	11,546	14,244	37,513	7,063	104	245,987
Directes	0	15,345	20,384	20,560	4,332	6,150	15,498	0	0	82,269
Indirectes	1,385	5,295	21,153	46,168	4,606	4,742	13,655	3,831	57	100,892
Induites	1,042	4,655	13,592	25,940	2,607	3,352	8,359	3,232	47	62,826
Retombées sur le PIB (en M\$ de 2013)	242	3,601	6,731	18,929	2,220	3,456	8,879	619	18	44,695
Directes	0	2,497	3,579	11,841	1,554	2,433	5,600	0	0	27,503
Indirectes	145	668	1,896	4,346	410	638	2,160	335	11	10,608
Induites	98	435	1,257	2,743	256	385	1,119	283	7	6,584
Retombées fiscales (en M\$ de 2013)	281	910	2,343	3,197	368	429	1,045	372	18	9,263
Recettes provinciales directes	82	816	1,335	1,523	212	293	549	105	3	4,918
Part des recettes fédérales par habitant	200	94	1,008	1,674	156	137	496	567	14	4,345

Chapitre 4

Les retombées fiscales liées à l'augmentation des revenus nets des producteurs de pétrole canadiens

D'autres répercussions liées à la construction de l'oléoduc Énergie Est s'ajouteront aux retombées économiques et fiscales mentionnées dans les deux chapitres précédents. L'une d'elles est que les producteurs de pétrole canadiens pourront obtenir un prix plus élevé pour leur produit. IHS inc. arrive à la conclusion qu'Énergie Est aidera à atténuer les réductions de prix subies par le brut canadien ces dernières années et contribuera à hausser les prix que recevront les producteurs canadiens ou leurs « revenus nets »¹¹.

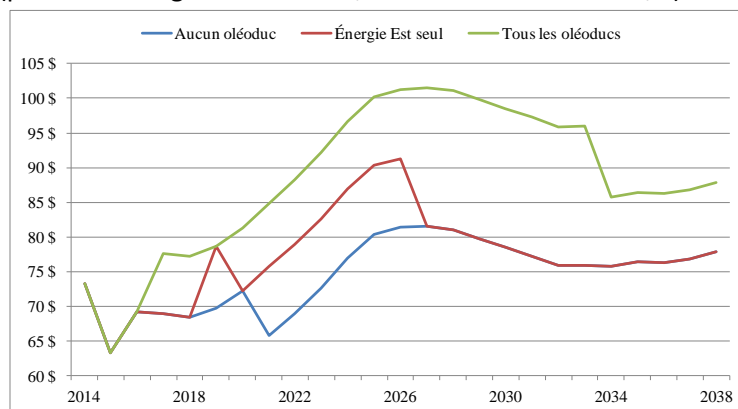
Dans le cadre de son analyse, IHS a établi des prévisions pour le prix du pétrole lourd de l'Ouest canadien selon différents scénarios, en s'appuyant sur ses prévisions de référence concernant la production pétrolière dans la région. IHS examine plus précisément le cas où aucun oléoduc ne serait construit par rapport au cas où seul l'oléoduc Énergie Est serait construit, que nous appellerons le scénario « Énergie Est seul ». De même, IHS modélise un scénario dans lequel le projet Keystone XL, le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain, le projet Northern Gateway et le projet d'oléoduc Énergie Est sont tous menés à bien, que nous appellerons le scénario « tous les oléoducs ».

Dans tous les scénarios où l'on augmente la capacité pipelinère, les producteurs de pétrole lourd (pétrole classique et bitume dilué) de l'Ouest canadien voient leurs revenus nets augmenter, à mesure que la capacité de transport par oléoduc rattrape, au moins en partie, l'augmentation de l'offre. Toutefois, l'importance de cette hausse des revenus nets et sa durée varient selon chaque scénario, en fonction de la capacité pipelinère ajoutée (voir le graphique 26).

Graphique 26

Les prix du pétrole de l'Ouest canadien pourraient évoluer différemment, en fonction de la capacité pipelinère ajoutée

(prix du mélange de Cold Lake, en \$ constants de 2013/b)



¹¹ IHS inc. *Supply and Market Study for Energy East Project*, p. 23.

Source : IHS.

La capacité des expéditeurs d'acheminer le pétrole en partie par chemin de fer est une autre considération importante incluse dans les scénarios. S'il n'est pas nécessaire de recourir au transport ferroviaire, les réductions appliquées au pétrole lourd de l'Ouest canadien par rapport aux prix de référence internationaux tombent à zéro. Lorsqu'un produit doit être transporté par train, mais que la capacité ferroviaire et pipelinière combinée est suffisante, le pétrole lourd de l'Ouest canadien subit une réduction équivalente au coût supplémentaire engagé pour le transport du pétrole vers la côte du Golfe des États-Unis par voie ferroviaire plutôt que par oléoduc. Enfin, dans l'éventualité où la capacité ferroviaire et pipelinière combinée est insuffisante, ce pétrole fait l'objet de réductions exceptionnelles.

L'augmentation des revenus nets qu'entraînerait une capacité pipelinière accrue permettrait aux producteurs de pétrole de tirer un meilleur rendement de leurs investissements. Il en résulterait de véritables retombées économiques comme le versement de dividendes plus élevés ou l'accroissement des investissements des entreprises. À cela s'ajouteraient des retombées fiscales dues à la hausse des redevances et de l'impôt sur les sociétés perçus par les gouvernements fédéral et provinciaux. Dans le scénario « Énergie Est seul », nous prévoyons que ces retombées fiscales totaliseront 31,9 G\$ au cours des huit premières années d'exploitation de l'oléoduc (voir le tableau 7). Ce chiffre grimpe à 58,9 G\$ entre 2019 et 2038 dans le scénario « tous les oléoducs ».

Tableau 7
Résumé des retombées fiscales de la hausse des revenus nets
(effets cumulatifs, 2019 à 2038)

	Autres provinces de l'Atlantique										Canada
	Nouveau-Brunswick	Québec	Ontario	Manitoba	Saskatchewan	Alberta	Colombie-Britannique	Territoires			
	ÉNERGIE EST SEUL										
Retombées totales (en M\$ de 2013)	615.7	288.3	3,106.2	5,158.4	481.8	1,557.0	18,882.7	1,746.4	44.1	31,880.7	
Impôt provincial sur les sociétés	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	591.1	8,433.9	0.0	0.0	9,025.0	
Part par habitant de l'impôt fédéral sur les sociétés	615.7	288.3	3,106.2	5,158.4	481.8	421.6	1,527.2	1,746.4	44.1	13,389.7	
Redevances	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	544.3	8,921.6	0.0	0.0	9,465.9	
	TOUS LES OLÉODUCS										
Retombées totales (en M\$ de 2013)	1,138.4	533.1	5,743.5	9,538.1	890.9	2,332.4	35,381.0	3,229.3	81.5	58,868.3	
Impôt provincial sur les sociétés	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	808.6	15,831.7	0.0	0.0	16,640.3	
Part par habitant de l'impôt fédéral sur les sociétés	1,138.4	533.1	5,743.5	9,538.1	890.9	779.5	2,823.9	3,229.3	81.5	24,758.3	
Redevances	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	744.3	16,725.4	0.0	0.0	17,469.7	

Source : Le Conference Board du Canada.

Il est important de noter que ces retombées se matérialiseront, que la production pétrolière ou l'investissement augmente ou non au-delà de ce qu'on prévoit actuellement – la hausse des prix suffira à elle seule à engendrer des retombées fiscales positives. Dans la présente étude, nous ne nous arrêtons pas aux retombées économiques associées à l'utilisation que pourraient faire les producteurs de leurs revenus nets plus élevés. Nous discutons plutôt, dans le reste de ce chapitre, des recettes de l'industrie et des retombées fiscales liées à la hausse des revenus nets qui découlerait de l'augmentation de la capacité pipelinière dans chacun des scénarios.

4.1 Le scénario « Énergie Est seul »

Dans le scénario « Énergie Est seul », IHS suppose qu'Énergie Est sera le seul des quatre grands projets d'oléoduc terminé avant 2038. L'organisme prévoit que d'importants volumes de pétrole lourd commenceront à couler dans l'oléoduc à partir de la seconde moitié de 2018, et que le pétrole y circulera au maximum de sa capacité en 2019. Comme il faudra, dans ce scénario, acheminer le pétrole en partie par chemin de fer, les prix du pétrole lourd de l'Ouest canadien sont quand même réduits par rapport aux prix de référence mondiaux, mais cette réduction est moins importante qu'elle ne le serait si aucun oléoduc n'était construit. La principale exception survient en 2020, année où une réduction due au transport ferroviaire s'impose dans les scénarios « aucun oléoduc » et « Énergie Est seul ». Donc, pour cette année-là, les producteurs n'enregistrent aucune hausse de leurs revenus nets dans le scénario « Énergie Est seul ».

Le soulagement partiel des contraintes de capacité de transport qui en résulte mène à une augmentation des revenus nets pour toutes les expéditions de pétrole lourd classique et de bitume dilué en provenance de l'Ouest canadien, pas seulement celles passant par Énergie Est. Cette situation persistera jusqu'en 2027, année où IHS prévoit un retour des réductions exceptionnelles dû au fait que la capacité ferroviaire et pipelinère combinée sera insuffisante par rapport à l'offre disponible¹². Au total, la construction d'Énergie Est, par rapport au scénario où aucun oléoduc n'est construit, devrait faire augmenter les recettes des producteurs de 98,7 G\$ entre 2019 et 2026. Le retour des réductions exceptionnelles en 2027 signifie que, dans le contexte de ce scénario, il n'y aura aucun avantage à tirer sur le plan des revenus nets en 2027 et au-delà.

4.1.1 Les retombées fiscales : les redevances

Étant donné que le projet hausserait les revenus nets des producteurs sans entraîner pour autant une hausse de leurs coûts d'exploitation, on pourrait s'attendre à une augmentation des recettes de 98,7 G\$. Cela aura une incidence sur les redevances et l'impôt que doivent verser les sociétés productrices. En ce qui concerne les redevances, on prévoit que l'Alberta et la Saskatchewan verront, ensemble, leurs redevances augmenter de 9,5 G\$.

L'Alberta récoltera la majeure partie de ces redevances supplémentaires, soit 8,9 G\$, puisque c'est elle qui produit le gros du pétrole lourd de l'Ouest canadien. Cela correspond à une augmentation annuelle moyenne de 1,1 G\$, ce qui, aux fins de comparaison, équivaut à environ 16 % de tous les paiements de redevance pétrolière en Alberta pour l'exercice 2013-2014¹³.

La Saskatchewan profitera aussi d'une hausse des paiements de redevance, mais les gains seront proportionnellement moins élevés, en fonction des niveaux de production inférieurs de la province. De 2019 à 2026, nous estimons que la province percevra 544 M\$ supplémentaires en redevances consécutivement à la hausse des revenus nets attribuable à Énergie Est. Cela représente une moyenne annuelle de 68 M\$, soit 4,5 % des redevances pétrolières de la province pour l'exercice 2013-2014¹⁴.

¹² IHS inc. *Supply and Market Study for Energy East Project*, p. 21.

¹³ Gouvernement de l'Alberta. *Budget 2014 : Fiscal Plan Tables*.

¹⁴ Gouvernement de la Saskatchewan. *Budget 2014-15 : Core Operational Plan*.

4.1.2 Les retombées fiscales : l'impôt sur le revenu

Les bénéfices accrus qu'engrangeront les producteurs de pétrole grâce à la hausse des revenus nets auront également d'importantes répercussions sur l'impôt des sociétés, tant à l'échelon fédéral que provincial. L'impôt sur le revenu est calculé après déduction des redevances, mais comme il existe une corrélation directe entre des prix plus élevés et des bénéfices accrus, les taux d'imposition provinciaux et fédéraux s'appliquent à une hausse considérable des profits. On s'attend à ce que les retombées liées à l'impôt sur les sociétés soient encore plus grandes que celles associées aux redevances, soit 22,4 G\$ entre 2019 et 2026.

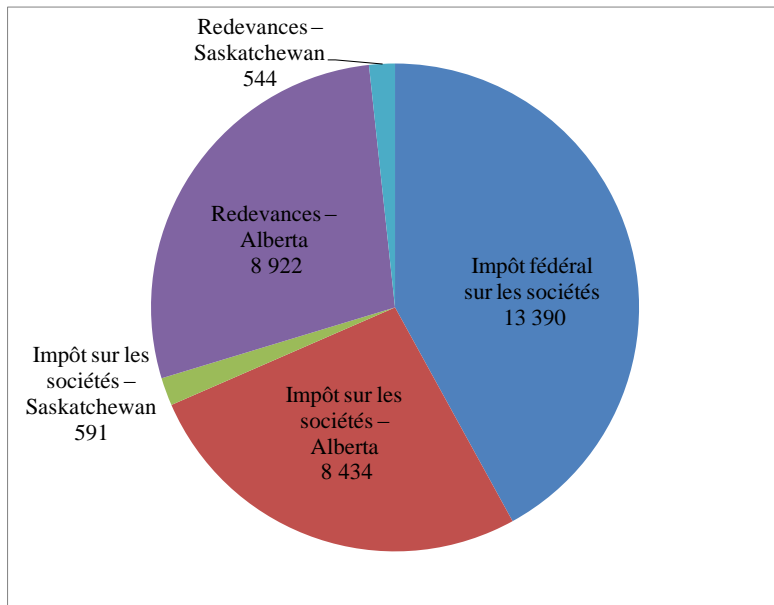
Là encore, l'Alberta étant la plus grande productrice, elle héritera directement d'une part importante de ce montant, soit 8,4 G\$ durant la même période. La Saskatchewan en profitera aussi directement, mais les retombées fiscales seront moindres : 591 M\$ pour la même période. Cet écart tient essentiellement au fait que la production saskatchewanaise de pétrole lourd ne représente qu'un dixième de la production albertaine et que ce ratio va en diminuant. En outre, il existe certaines différences dans les régimes de redevances qu'appliquent les deux provinces à la production de pétrole.

Comme l'Alberta et la Saskatchewan sont les seules productrices de pétrole lourd et de bitume dilué au Canada, elles récoltent tous les avantages de la hausse des recettes fiscales provinciales. Cela dit, le pays entier profitera aussi des recettes accrues que tirera le gouvernement fédéral de l'impôt sur les sociétés qui, selon nos projections, seront supérieures à celles que percevront ensemble l'Alberta et la Saskatchewan (voir le graphique 27). Entre 2019 et 2026, la hausse des revenus nets liée au projet d'oléoduc Énergie Est devrait favoriser une augmentation des recettes de l'impôt fédéral sur les sociétés de 13,4 G\$. Cela représente 1,7 G\$ par année ou 4,8 % de l'ensemble des recettes de l'impôt fédéral sur les sociétés pour l'exercice 2013-2014¹⁵. Comme les recettes fédérales sont généralement réparties entre les provinces en fonction du nombre d'habitants, toutes les régions du Canada en récolteront des avantages considérables.

Graphique 27

La hausse des revenus nets rapportera d'importantes recettes liées à l'impôt sur les sociétés
(effets de la hausse des revenus nets sur l'impôt des sociétés, en M\$ de 2013, 2019 à 2026)

¹⁵ Gouvernement du Canada. *Le budget de 2014 : Perspectives budgétaires*.



Source : Le Conference Board du Canada.

Ainsi, dans le scénario « Énergie Est seul », les retombées fiscales cumulatives du projet d'oléoduc sont considérables. Le Canada dans son ensemble perçoit 31,9 G\$ de plus en recettes fiscales entre 2019 et 2026. L'Alberta en récolte la plus grande partie. En effet, les retombées cumulatives liées aux redevances et à l'impôt provincial sur les sociétés y totalisent 17,4 G\$ sur huit ans, ou 2,2 G\$ par année, ce qui équivaut à 4,8 % des recettes provinciales totales en 2013-2014¹⁶. Mais les retombées ne se limiteront pas à l'Alberta. La Saskatchewan recevra directement 1,1 G\$ du montant total; le reste sera réparti entre les provinces dans le cadre des versements que leur fait le gouvernement fédéral.

4.2 Le scénario « tous les oléoducs »

Dans son scénario « tous les oléoducs », IHS part du principe que les quatre grands projets d'oléoducs qui transporteront le pétrole de l'Ouest canadien ont eu le feu vert et qu'ils seront pleinement opérationnels d'ici 2019. L'organisme suppose également que ces oléoducs augmenteraient de 2,7 mb/j la capacité de transport du pétrole lourd provenant de la région, dont 900 000 b/j seraient attribuables à Énergie Est. Grâce à cette forte augmentation de la capacité pipelinière, le pétrole canadien ne serait plus vendu à prix réduit, et cela pour une période prolongée. IHS estime que le recours au transport ferroviaire ne sera pas nécessaire avant 2034, mais qu'à partir de cette année-là, on recommencera à procéder à des réductions. On prévoit que les prix n'auront pas à subir de réductions extraordinaires avant la fin de période de prévision, en 2038.

Afin d'estimer les retombées de la hausse des revenus nets, nous avons aussi comparé le scénario « tous les oléoducs » au scénario « aucun oléoduc ». Toutefois, les retombées dont profiteront les producteurs de pétrole lourd et de bitume dilué dans le scénario « tous les oléoducs » ne seront pas toutes attribuables au projet d'oléoduc Énergie Est. Les résultats ont été obtenus en supposant que les quatre

¹⁶ Gouvernement de l'Alberta. *Budget 2014 : Fiscal Plan Tables*.

oléoducs prévus allaient être pleinement opérationnels d'ici 2019. Par conséquent, IHS attribue au projet 32,8 % (soit l'équivalent de la contribution d'Énergie Est à la nouvelle capacité combinée supposée) des retombées liées aux revenus nets. On s'attend donc à ce qu'Énergie Est hausse les revenus des producteurs de 182,5 G\$ entre 2019 et 2038.

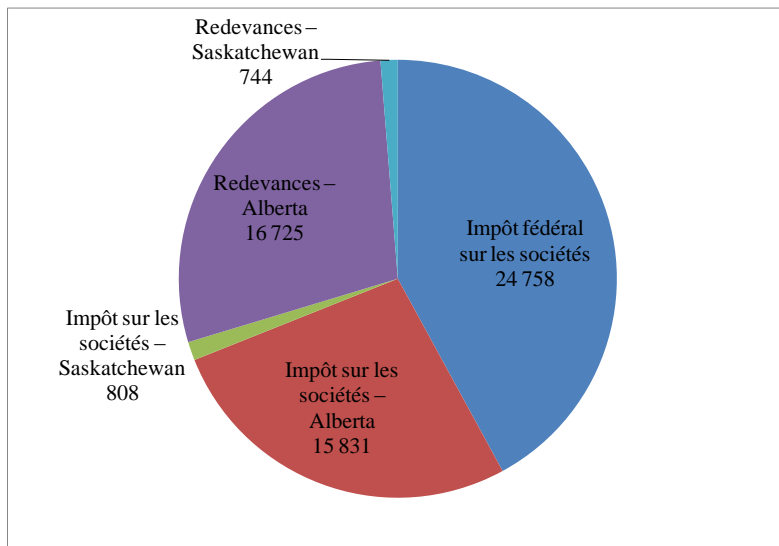
Selon le scénario « tous les oléoducs », l'augmentation des revenus nets attribuable à Énergie Est devrait faire grimper les recettes publiques de 58,9 G\$ entre 2019 et 2038. Encore une fois, le gros de ce montant, soit 41,4 G\$, proviendra de l'impôt sur les sociétés (voir le graphique 28). Le gouvernement fédéral percevra la majeure partie des recettes de l'impôt sur les sociétés (59,8 %), suivi de l'Alberta (37,6 %) et de la Saskatchewan (2,6 %).

Les redevances perçues par l'Alberta augmenteront de 16,7 G\$ grâce à la hausse des revenus nets qui découlera des 20 premières années d'exploitation au maximum de la capacité d'Énergie Est. La Saskatchewan profitera aussi des retombées de l'augmentation des revenus nets tirés du pétrole lourd classique. Durant la même période, ses recettes liées aux redevances devraient faire un bond de 744 M\$.

Graphique 28

L'impôt fédéral sur les sociétés profite du gros des retombées fiscales

(retombées fiscales liées à la hausse des revenus nets, en M\$ de 2013, 2019 à 2038)



Source : Le Conference Board du Canada.

Chapitre 5 : Conclusion

Ces dernières années, les prix de référence du pétrole canadien ont été considérablement inférieurs à ceux d'autres régions du monde. Essentiellement, cela signifie que le Canada ne profite pas pleinement des retombées économiques et fiscales liées à l'exploitation de ses ressources pétrolières non

renouvelables. Compte tenu de la situation, le développement d'une nouvelle infrastructure de transport pétrolier en Amérique du Nord suscite un intérêt grandissant. Quatre grands projets d'oléoducs sont actuellement envisagés pour transporter le pétrole produit par l'Ouest canadien, dont Énergie Est.

S'il est approuvé, Énergie Est aura des retombées économiques et fiscales qui se matérialiseront dans trois grands secteurs. Il y aura, d'abord, les retombées de la phase de développement du projet, qui englobera les activités de conception et de construction. Ensuite, ce sera la phase d'exploitation, qui produira des retombées économiques liées à l'exploitation et à l'entretien de l'oléoduc. Enfin, on s'attend à ce que le projet favorise une hausse des revenus nets des producteurs de pétrole lourd de l'Ouest canadien. Chacun de ces trois secteurs produira des retombées économiques et fiscales.

Phase de développement — Si l'on tient compte des retombées directes, indirectes (sur la chaîne d'approvisionnement) et induites, les dépenses durant la phase de développement du projet assureront le maintien de 128 337 années-personnes de travail et généreront 11,5 G\$ de PIB et 2,9 G\$ en recettes publiques fédérales et provinciales. Le gros des répercussions se fera sentir dans le centre du Canada, mais d'autres provinces comme le Nouveau-Brunswick et l'Alberta profiteront de retombées appréciables.

Phase d'exploitation — Nous évaluons les retombées d'exploitation du projet d'oléoduc pendant ses 20 premières années d'utilisation selon deux scénarios distincts : un scénario « minimum » fondé sur les volumes souscrits à long terme, et un scénario « maximum » reposant sur l'utilisation à plein rendement de l'oléoduc. Au minimum, l'exploitation d'Énergie Est devrait permettre de soutenir 88 193 années-personnes de travail et engendrer 24,9 G\$ de PIB. Selon le scénario de la pleine capacité, ces estimations grimpent à 117 650 années-personnes et à 33,2 M\$ de PIB. Quant aux retombées fiscales, l'exploitation de l'oléoduc devrait générer entre 4,7 et 6,3 G\$ en recettes fédérales et provinciales combinées, soit beaucoup plus que durant la phase de développement. Bien que la répartition des retombées diffère quelque peu selon les branches d'activité et les régions, c'est quand même en Ontario qu'elles seront les plus nombreuses.

Hausse des revenus nets — Nous estimons les retombées fiscales liées à la hausse des revenus nets en fonction de deux scénarios distincts élaborés par IHS. Selon le scénario « Énergie Est seul », nous prévoyons qu'elles totaliseront 31,9 G\$ au cours des 20 premières années d'exploitation de l'oléoduc. Les recettes de l'impôt fédéral sur les sociétés représenteront la majeure partie de ce montant, soit 13,4 G\$, tandis que celles de l'impôt provincial équivaldront à 9 G\$; le reste sera attribuable à l'augmentation des paiements de redevances. Toutefois, dans le scénario « tous les oléoducs », les retombées fiscales pourraient atteindre au total 58,9 G\$, avec une répartition semblable entre les recettes des impôts fédéraux et provinciaux et les redevances. Dans ces deux scénarios, c'est l'Alberta qui récolte la majorité des retombées fiscales (environ 60 %) en raison de la hausse des paiements de redevances; elle est suivie par l'Ontario (16 %) et le Québec (10 %).

Le tableau 8 résume les retombées économiques et fiscales liées à Énergie Est en se fondant à la fois sur le scénario « minimum » des retombées de l'exploitation et le scénario « tous les oléoducs » pour

évaluer l'incidence des revenus nets plus élevés. On s'attend à ce qu'entre 2013 et 2038, le projet crée 216 530 années-personnes de travail. Il devrait également avoir des retombées fiscales de 66,6 G\$ durant la même période.

Tableau 8

Résumé des retombées économiques et fiscales du projet d'oléoduc Énergie Est
(effets cumulatifs, 2013 à 2038)

	Autres provinces de l'Atlantique	Nouveau-Brunswick	Québec	Ontario	Manitoba	Saskatchewan	Alberta	Colombie-Britannique	Territoires	Canada
Retombées sur l'emploi (années-personnes)	2,193	24,090	50,748	79,799	9,895	12,340	31,398	5,980	87	216,530
- Phase de développement	1,491	20,483	37,634	41,270	4,953	6,641	13,092	2,737	37	128,337
- Phase d'exploitation	702	3,607	13,114	38,529	4,942	5,699	18,307	3,243	51	88,193
Retombées sur le PIB (en M\$ de 2013)	220	3,104	5,832	15,170	1,767	2,741	7,016	522	15	36,386
- Phase de développement	151	1,615	3,141	3,913	410	600	1,440	232	7	11,510
- Phase d'exploitation	68	1,489	2,691	11,257	1,357	2,141	5,576	289	9	24,876
Retombées fiscales (en M\$ de 2013)	1,371	1,295	7,687	12,183	1,197	2,688	36,244	3,789	96	66,550
- Phase de développement	88	319	749	992	119	135	318	222	6	2,948
- Phase d'exploitation	145	443	1,195	1,653	187	220	544	338	9	4,734
- Augmentation des revenus nets	1,138	533	5,744	9,538	891	2,332	35,381	3,229	82	58,868

Source : Le Conference Board du Canada.

Annexe A

Curriculum vitæ et qualifications professionnelles de Glen Hodgson

Parcours professionnel

Le Conference Board du Canada

Premier vice-président et économiste en chef – Depuis novembre 2006

Vice-président et économiste en chef – De septembre 2004 à novembre 2006

- Membre de l'équipe de direction.
- Chef d'un groupe de direction composé de sept directeurs et de 40 employés.
- Responsable des prévisions économiques touchant les économies du Canada, des provinces, des régions métropolitaines, des États-Unis et d'autres pays, ainsi que de divers mandats d'analyses économiques chaque année.
- Responsable de l'exécution de projets de développement international pour le compte de clients.
- Porte-parole principal du Conference Board par l'intermédiaire de présentations, d'articles et des médias.

Exportation et développement Canada (EDC)

Vice-président et économiste en chef adjoint – D'octobre 2001 à septembre 2004

- Co-chef d'un groupe formé d'environ 55 employés (dont six chefs d'équipe) chargé d'analyser et de prévoir les grandes tendances économiques au Canada et ailleurs dans le monde, ainsi que d'évaluer les risques économiques, politiques et environnementaux et d'autres risques commerciaux au niveau international.
- Porte-parole principal d'EDC par l'intermédiaire de présentations, d'articles et des médias.

Vice-président, Politiques et relations internationales – De 2000 à 2001

Directeur, Relations gouvernementales et internationales – De 1998 à 2000

Directeur, Relations gouvernementales et politique générale – De 1994-1998

- Sous la responsabilité du président, gestion d'une équipe chargée des politiques qui s'est progressivement élargie jusqu'à atteindre 18 membres.
- Responsable de diverses facettes de la stratégie et de la politique opérationnelles d'EDC, ainsi que des lois et règlements de portée nationale et internationale connexes.
- Gestion des relations de l'organisme avec ses parties intéressées au Canada et dans le monde.

Ministère des Finances, gouvernement du Canada

Chef principal, Division des finances internationales et de la politique de développement – De 1993 à 1994

- Codirection d'un groupe de 20 personnes responsables des priorités financières internationales et des intérêts connexes (questions financières du G-7, crédits à l'exportation, rééchelonnement de la dette, politique d'aide étrangère, institutions financières multilatérales, etc.) du gouvernement du Canada.
- Prestation de conseils budgétaires dans les domaines de la défense nationale, de l'aide étrangère et des finances internationales.

Secrétaire ministériel, cabinet du sous-ministre – De 1991 à 1992

- Fonctions d'adjoint administratif du sous-ministre tout en dirigeant une équipe de 12 personnes.
- Collaboration à la gestion des relations du Ministère avec le ministre des Finances, son personnel et d'autres ministères et organismes.
- Coordination de divers budgets fédéraux; élaboration du Plan ministériel.

Chef, Financement international du développement – De 1988 à 1991

- Direction d'un groupe de sept personnes responsables de l'adhésion du Canada au FMI, à la Banque mondiale, à la BERD et à d'autres banques de développement régionales; des questions budgétaires et stratégiques liées à l'aide étrangère; et des questions liées au financement des exportations.

Économiste, Division des programmes internationaux – De 1982 à 1984

- Responsable de l'analyse du risque pays, du rééchelonnement de la dette, ainsi que du financement des exportations et du développement.

Fonds monétaire international

Conseiller/adjoint du directeur général pour le Canada, l'Irlande et les Caraïbes au conseil d'administration – De 1984 à 1988

- Conseiller du directeur général pour le Canada en ce qui a trait aux prêts, aux politiques et à l'administration du FMI.
- Représentation du directeur général aux discussions du conseil d'administration du FMI et lors de missions dans d'autres pays.

Études

Candidat au doctorat en économie (sans thèse), Université McGill, 1981

Maîtrise en économie, Université McGill, 1981

Baccalauréat ès arts avec spécialisation, Université du Manitoba, 1978

Publications – Plus de 200 publications; liste complète disponible sur demande.

Annexe B

Bibliographie

Gouvernement de l'Alberta. *Budget 2014 : Fiscal Plan Tables*, Edmonton, gouvernement de l'Alberta, 2014.

Gouvernement de la Saskatchewan. *Budget 2014-15 : Core Operational Plan*, Regina, gouvernement de la Saskatchewan, 2014.

Gouvernement du Canada. *Le budget de 2014 : Perspectives financières*, Ottawa, gouvernement du Canada, 2014.

IHS Inc. *Supply and Market Study for Energy East Project*, Houston, IHS Global, 2014.

Annexe C : Modèles d'entrées-sorties

Les modèles d'entrées-sorties sont des modèles économiques qui décrivent la manière dont circulent les biens et services dans une économie. Ils comportent deux éléments clés : la géographie et les biens et services. Ils fournissent des renseignements concernant les branches d'activité qui créent ces biens et services et la manière dont ils sont utilisés, c.-à-d. s'ils servent d'intrants dans d'autres branches d'activité ou s'ils sont consommés à l'intérieur du pays ou exportés. L'élément géographique permet de déterminer le lieu de production de divers biens et services et d'en suivre l'évolution sur le marché d'une province ou d'un pays à l'autre.

Les modèles d'entrées-sorties servent notamment à calculer les retombées économiques liées à différents types d'activité économique. Comme ils décrivent le fonctionnement des chaînes d'approvisionnement, nous sommes en mesure de leur faire subir un « choc » et d'observer les répercussions au sein de l'économie. Les « chocs » sont introduits dans les modèles et peuvent prendre différentes formes. Par exemple, les retombées de l'exploitation de l'oléoduc décrites dans le présent rapport sont mesurées à l'aide d'un choc de « production brute » ou de recettes. En gros, nous augmentons les recettes de l'industrie des oléoducs d'un certain montant et observons les résultats. Le choc associé au développement du projet a été intégré de façon différente. Nous avons augmenté la demande pour différents types de biens et services qui seront utilisés dans le cadre du projet comme les canalisations, les réservoirs et les ouvriers.

Le modèle d'entrées-sorties dont nous nous sommes servis dans notre analyse est produit et tenu à jour par Statistique Canada. Le Ministère actualise chaque année les tableaux d'entrées-sorties du modèle dans le cadre du Système de comptabilité nationale du Canada (SCNC). Le SCNC est un système de comptes statistiques intégrés formé de quatre composantes : les comptes d'entrées-sorties (nationaux et provinciaux), les comptes des revenus et des dépenses (nationaux et provinciaux), la balance des paiements et les comptes financiers et du patrimoine. Les tableaux d'entrées-sorties portent sur toutes les activités économiques menées dans les économies de marché de chaque province et territoire, englobant les personnes, les entreprises, les organismes gouvernementaux et non gouvernementaux (sans but lucratif) et les entités hors de leur sphère de compétence qui donnent lieu à des importations ou des exportations (au niveau interprovincial ou international).

Pour établir les comptes d'entrées-sorties, Statistique Canada obtient chaque année des données de base de toutes les enquêtes pertinentes ainsi que des données de sources administratives telles que les dossiers d'impôt, les associations professionnelles et sectorielles, et les organismes non gouvernementaux pour chaque province et territoire. Aux fins de l'établissement des estimations statistiques qui constituent les comptes d'entrées-sorties, les données provenant de diverses sources sont comparées, analysées par des spécialistes du domaine et utilisées pour établir des estimations qui sont conformes à toutes les autres estimations dans le système et qui brossent un tableau statistique valide et cohérent du domaine. La cohérence est une caractéristique clé des données compilées par le SCNC.

Par conséquent, le modèle d'entrées-sorties produit par Statistique Canada donne une description, la plus exhaustive qui soit, des flux de l'activité économique dans le contexte de l'économie canadienne. Il décrit les flux de plus de 700 biens et services différents dans 300 branches d'activité, et ce, pour tous les provinces et territoires. Les solutions du modèle comprennent à la fois des résultats « ouverts », qui résument les retombées directes et indirectes d'un choc, et des résultats « fermés », qui résument les retombées directes, indirectes et induites combinées. Les principaux extrants du modèle pouvant servir à décrire les résultats d'un choc comprennent l'emploi, le PIB, le revenu du travail, la production brute et le commerce international. Les résultats mentionnés ici ont été obtenus grâce au modèle d'entrées-sorties de 2009 de Statistique Canada, le plus récent disponible au moment de notre analyse.

Principales hypothèses

S'il est vrai que les modèles d'entrées-sorties sont utiles pour nous permettre de comprendre les retombées économiques associées à des projets en particulier, il ne faut pas oublier non plus qu'un certain nombre d'hypothèses sous-tendent les résultats. Quelques-unes de nos principales hypothèses sont expliquées ci-dessous.

Modes de production fixes

Les tableaux à l'appui du modèle d'entrées-sorties sont établis en fonction des relations au sein de la chaîne d'approvisionnement dans le contexte de l'économie canadienne à un moment précis; dans le cas présent, il s'agit de l'année 2009. Par conséquent, les résultats du modèle ne reflètent pas l'influence que peuvent avoir certains éléments comme l'évolution des prix relatifs de différents intrants, la productivité et la technologie sur les chaînes d'approvisionnement au fil du temps. De même, les flux commerciaux ne tiennent pas compte de facteurs externes comme l'évolution des taux de change, l'émergence de nouveaux partenaires commerciaux et les changements dans la politique commerciale.

Cette hypothèse est pertinente également dans l'analyse des retombées induites. Le modèle suppose que les consommateurs ont des habitudes de consommation et d'épargne fixes au fil des ans. En réalité, ces habitudes sont influencées par divers facteurs, dont la conjoncture économique et la démographie. Par conséquent, plus le modèle d'entrées-sorties se projette loin dans l'avenir, moins il est susceptible de dresser un portrait exact de l'activité économique future.

Absence de contraintes d'approvisionnement

Les résultats du modèle d'entrées-sorties reposent sur une autre hypothèse clé, à savoir qu'aucune contrainte d'approvisionnement ne s'exerce sur l'économie. Cela signifie qu'on suppose que tous les intrants nécessaires pour administrer le choc sont facilement accessibles, et que le projet soumis au modèle ne rivalisera avec aucun autre pour l'obtention des ressources. Dans la réalité, si le projet est de grande ampleur, il se peut que les coûts et (ou) salaires augmentent à mesure que le nouveau projet accaparera les ressources utilisées pour d'autres activités.

Cela est particulièrement vrai pour les retombées induites. Ces dernières reposent sur l'hypothèse voulant que les personnes employées grâce aux retombées directes et indirectes du projet soient autrement sans emploi. Toutefois, au moins certaines d'entre elles seraient susceptibles de trouver du travail ailleurs, mais à un salaire qui risquerait d'être inférieur. Par conséquent, le fait d'inclure les retombées induites gonfle probablement les retombées économiques totales. Cependant, le fait de les exclure mènerait assurément à une sous-estimation de ces retombées.

Homogénéité des branches d'activité

En général, les modèles d'entrées-sorties partent du principe que toutes les entreprises d'une branche d'activité sont caractérisées par un processus de production commun. Dans la pratique, le modèle reflète une moyenne dans la branche d'activité; on suppose donc que le mode d'exploitation et les pratiques commerciales d'Énergie Est sont les mêmes que ceux d'autres exploitants d'oléoducs. Si la structure de production d'Énergie Est diffère considérablement de la moyenne, les résultats relatifs aux retombées économiques pourraient s'écarter de ceux décrits dans le présent rapport.

L'homogénéité des branches d'activité suppose également un rendement d'échelle constant pour toutes les entreprises de la branche. En d'autres termes, le modèle repose sur une relation linéaire entre les intrants et les extrants. Dans la pratique, de nombreuses branches d'activité réalisent au moins certaines économies d'échelle, ce qui signifie qu'il existe un rendement optimal que les entreprises devraient atteindre. Par conséquent, dans le modèle, on suppose que chaque dollar supplémentaire de recette ou d'investissement favorisera la même augmentation relative de l'activité économique. Dans la réalité, cela n'est pas toujours tout à fait vrai.

Insights. Understanding. Impact.



The Conference Board
of Canada

255 Smyth Road, Ottawa ON

K1H 8M7 Canada

Tel. 613-526-3280

Fax 613-526-4857

Inquiries 1-866-711-2262

conferenceboard.ca



Annexe Vol. 1-2
Rapport de Concentric (septembre 2014)

Octobre 2014

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

RELATIVEMENT À la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, L.R.C. 1985, ch. N-7, en sa version modifiée, et aux règlements pris en application de celle-ci;

RELATIVEMENT À la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (2012), L.C. 2012, ch. 37, en sa version modifiée, et aux règlements pris en application de celle-ci;

RELATIVEMENT À une demande déposée par Oléoduc Énergie Est Ltée (Énergie Est), à titre de commandité, au nom d'Energy East Pipeline Limited Partnership et de Canaport Energy East Marine Terminal Limited Partnership, visant l'obtention d'un certificat d'utilité publique et des approbations connexes aux termes des parties III et IV de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et de l'article 43 du *Règlement de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres*;

RELATIVEMENT À une demande déposée par TransCanada PipeLines Limited et Oléoduc Énergie Est Ltée concernant la cession de certains actifs de gazoducs aux termes des parties I, IV et V de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*.

DEMANDES RELATIVES AU PROJET ÉNERGIE EST ET À LA CESSION D'ACTIFS DE TRANSCANADA PIPELINES LIMITED ET D'OLÉODUC ÉNERGIE EST LTÉE

Octobre 2014

TÉMOIGNAGE DE JOHN J. REED CONCENTRIC ENERGY ADVISORS, INC.

Dest. : La secrétaire
Office national de l'énergie
517, Dixième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta)
T2R 0A8

TABLE DES MATIÈRES

<i>I. INTRODUCTION</i>	<i>1</i>
<i>II. APERÇU DU PROJET</i>	<i>4</i>
<i>III. SOMMAIRE</i>	<i>6</i>
<i>IV. CONSIDÉRATION DE L'INTÉRÊT PUBLIC GÉNÉRAL</i>	<i>9</i>
<i>V. FAISABILITÉ FINANCIÈRE ET ÉCONOMIQUE DE L'OLÉODUC ÉNERGIE EST</i>	<i>13</i>
<i>A. NORMES D'ÉVALUATION DE LA FAISABILITÉ FINANCIÈRE ET ÉCONOMIQUE.....</i>	<i>13</i>
<i>B. FAISABILITÉ FINANCIÈRE DE L'OLÉODUC ÉNERGIE EST</i>	<i>16</i>
<i>C. FAISABILITÉ ÉCONOMIQUE DE L'OLÉODUC ÉNERGIE EST</i>	<i>20</i>
<i>D. AVANTAGES ÉCONOMIQUES PRÉVUS DE L'OLÉODUC ÉNERGIE EST</i>	<i>32</i>
<i>VI. TRANSFERT D'ACTIFS – CONVERSION DU GAZ AU PÉTROLE.....</i>	<i>35</i>
<i>A. QUALITÉ DU SERVICE GARANTI.....</i>	<i>38</i>
<i>B. PRIX DE LA CESSION/INCIDENCE SUR LES DROITS SUR LA CANALISATION PRINCIPALE</i>	<i>49</i>
<i>VII. ÉVALUATION DE L'INTÉRÊT PUBLIC.....</i>	<i>54</i>

1 **I. INTRODUCTION**

2 **Q1. VEUILLEZ INDIQUER VOTRE NOM ET VOTRE ADRESSE**
3 **D’AFFAIRES.**

4 R1. Je m’appelle John J. Reed. Mon adresse d’affaires est le 293 Boston Post Road
5 West, Suite 500, Marlborough (Massachusetts) 01752.

6
7 **Q2. QUEL EST VOTRE EMPLOYEUR ET À QUEL TITRE ÊTES-VOUS**
8 **EMPLOYÉ?**

9 R2. Je suis président du conseil et chef de la direction de Concentric Energy Advisors,
10 Inc. (« Concentric »). Concentric est une société d’experts-conseils en gestion
11 spécialisée dans la fourniture de services financiers et économiques au secteur de
12 l’énergie.

13
14 **Q3. VEUILLEZ DÉCRIRE VOS ANTÉCÉDENTS ET VOTRE EXPÉRIENCE**
15 **PROFESSIONNELS.**

16 R3. Je compte plus de trente-cinq ans d’expérience dans le secteur nord-américain de
17 l’énergie. Avant d’occuper mon poste actuel chez Concentric, j’ai occupé
18 plusieurs postes de direction auprès de diverses sociétés d’experts-conseils et j’ai
19 agi à titre d’économiste en chef auprès de Southern California Gas Company, le
20 plus grand service public de distribution du gaz naturel en Amérique du Nord. J’ai
21 témoigné à titre d’expert sur des questions financières et économiques à plus de
22 150 reprises devant l’Office national de l’énergie (l’« ONÉ » ou l’« Office »), la
23 Federal Energy Regulatory Commission (« FERC »), des organismes de
24 réglementation des services publics provinciaux et d’État, divers tribunaux
25 fédéraux et d’État et des groupes d’arbitrage au Canada et aux États-Unis. Une
26 copie de mon curriculum vitae et une liste des témoignages que j’ai donnés sont
27 joints en tant que pièce A.

28

1 **Q4. DANS QUELLES AFFAIRES AVEZ-VOUS DÉJÀ TÉMOIGNÉ DEVANT**
2 **L'OFFICE?**

3 R4. J'ai témoigné devant l'Office pour le compte des parties et dans le cadre des
4 procédures qui suivent :

- 5 • Alberta-Northeast (GH-1-87)
- 6 • Alberta-Northeast (GH-2-87)
- 7 • Alberta-Northeast (GH-5-89)
- 8 • Independent Petroleum Association of Canada (RH-2-91)
- 9 • Association canadienne des producteurs pétroliers (RH-1-93)
- 10 • Maritimes & Northeast Pipeline (GH-6-96)
- 11 • Alliance Pipeline (GH-3-97)
- 12 • Maritimes & Northeast Pipeline (GH-3-2002)
- 13 • TransCanada PipeLines (RH-3-2004)
- 14 • Brunswick Pipeline (GH-1-2006)
- 15 • TransCanada PipeLines (RH-1-2007)
- 16 • Repsol Energy Canada (GH-1-2008)
- 17 • Maritimes & Northeast Pipeline (RH-4-2010)
- 18 • TransCanada PipeLines (RH-003-2011)
- 19 • Trans Mountain Pipeline (RH-001-2012)
- 20 • TransCanada PipeLines (RH-001-2013)
- 21 • NOVA Gas Transmission Ltd. (GH-001-2014)
- 22 • Trans Mountain Pipeline (OH-001-2014)
- 23 • TransCanada PipeLines (RH-001-2014)

24 En plus de témoigner, j'ai travaillé avec bon nombre d'entités du secteur canadien
25 de l'énergie au cours de ma carrière et leur ai apporté mon aide pour diverses
26 questions stratégiques, réglementaires et relatives aux droits.

27 **Q5. POUR LE COMPTE DE QUELLE ENTITÉ OFFREZ-VOUS UN**
28 **TÉMOIGNAGE DANS LE CADRE DE LA PRÉSENTE PROCÉDURE?**

29 R5. J'offre un témoignage pour le compte d'Oléoduc Énergie Est Ltée
30 (« Énergie Est ») et de TransCanada PipeLines Limited (« TransCanada »).

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32
33

Q6. QUEL EST L'OBJECTIF DE VOTRE TÉMOIGNAGE?

R6. L'objectif de mon témoignage est d'aborder les aspects économiques et d'intérêt public de (i) la demande d'Énergie Est relative à un nouvel oléoduc et des installations connexes, (ii) la demande conjointe d'Énergie Est et de TransCanada visant la cession d'actifs gaziers existants en vue de les réaffecter au transport pétrolier et (iii) la demande de TransCanada relative à la construction de certaines installations gazières qui feront partie de la canalisation principale. Bien qu'elles aient été déposées séparément auprès de l'Office, les demandes renferment des renseignements qui sont liés entre eux et qui se chevauchent et je les désignerai donc collectivement sous l'appellation la « Demande ». Mon témoignage porte sur les questions qui suivent :

- une évaluation visant à déterminer si le Projet Oléoduc Énergie Est (« Oléoduc Énergie Est »), nouveau projet d'oléoduc, répond aux normes de l'Office quant à la faisabilité économique et financière, qui constituent des critères importants pour déterminer si un projet est conforme à l'intérêt public;
- une évaluation des modalités et du caractère raisonnable de la cession proposée d'actifs à partir du réseau de transport du gaz naturel de TransCanada (la « canalisation principale ») vers Énergie Est (les « installations faisant l'objet de la conversion »);
- une évaluation visant à déterminer si les nouvelles installations de gazoduc que TransCanada propose de construire dans le cadre de la canalisation principale (c.-à-d., le Projet de réseau principal de l'Est (« PRPE »)) sont nécessaires et s'il existe une forte probabilité que les frais liés à la demande relativement au PRPE soient payés par les expéditeurs gaziers au cours de la durée des contrats;
- une évaluation des avantages pour l'ensemble du public canadien, y compris les avantages aux plans du commerce, de l'économie, de l'approvisionnement et du marché, associés à l'Oléoduc Énergie Est, à la cession des installations faisant l'objet de la conversion et à la construction du PRPE (collectivement, le « Projet »).

1 **Q7. QUELS RENSEIGNEMENTS CONTENUS DANS LA DEMANDE**
2 **AVEZ-VOUS EXAMINÉS POUR L'ÉLABORATION DE VOTRE**
3 **TÉMOIGNAGE?**

4 R7. J'ai examiné les volumes 1, 2, 3 et 11 de la Demande. Cet examen comprenait les
5 évaluations quantitatives des avantages du Projet, notamment les études préparées
6 par Le Conference Board du Canada (le « Conference Board »), qui a élaboré un
7 rapport appréciant les avantages économiques de l'Oléoduc Énergie Est (le
8 « rapport du Conference Board »), et par IHS, Inc. (« IHS »), qui a élaboré un
9 rapport fournissant une évaluation indépendante du marché pour les produits
10 expédiés, l'approvisionnement disponible ainsi que les avantages et les incidences
11 sur le secteur pétrolier qui devraient découler de l'exploitation de l'Oléoduc
12 Énergie Est (le « rapport d'IHS »). J'ai également passé en revue les rapports
13 élaborés par Nichols Applied Management (« Nichols »), qui a produit l'analyse
14 socioéconomique comprise dans la Demande (le « rapport de Nichols »), et par
15 Golder Associates, Ltd. (« Golder »), qui traite de l'incidence économique du
16 PRPE (le « rapport de Golder »)¹.

17 Je me suis appuyé sur l'examen des documents susmentionnés ainsi que sur mon
18 expérience du secteur de l'énergie en général et du secteur canadien de l'énergie
19 en particulier pour parvenir aux conclusions et formuler les opinions fournies
20 dans le présent témoignage.

21
22 **II. APERÇU DU PROJET**

23 **Q8. QUELLES SONT LES INSTALLATIONS PROPOSÉES DANS LA**
24 **DEMANDE?**

25 R8. Énergie Est propose de construire et d'exploiter un réseau d'oléoducs de
26 4 500 km allant de Hardisty, en Alberta, jusqu'à Saint John, au
27 Nouveau-Brunswick. Le pipeline transportera jusqu'à 1,1 million de barils par
28 jour (« b/j ») de pétrole brut et devrait être mis en service d'ici la fin de 2018.

¹ Le rapport Golder est joint au présent témoignage à titre de pièce B.

1 L'Oléoduc Énergie Est comprend l'acquisition des installations de gazoduc
2 existantes de TransCanada et la conversion de ces installations en vue du transport
3 du pétrole ainsi que la construction d'un nouvel oléoduc et de nouvelles
4 installations connexes. La portée préliminaire de l'Oléoduc Énergie Est
5 comprend :

- 6 • la conversion d'environ 3 000 km de gazoducs existants de 1 067 mm
7 (DN 42) au transport du pétrole;
- 8 • la construction de nouveaux tronçons de la canalisation principale
9 totalisant environ 1 500 km de 1 067 mm (DN 42);
- 10 • l'installation de canalisations latérales et de pipelines d'interconnexion
11 aux terminaux; et
- 12 • la construction de nouveaux terminaux maritimes à Cacouna, au Québec,
13 et à Saint John, au Nouveau-Brunswick.

14 À l'heure actuelle, environ 3 800 km du pipeline proposé devraient être situés à
15 l'intérieur d'une emprise existante ou le long d'aménagements linéaires existants
16 comme des pipelines, des voies ferrées, des routes et des lignes électriques. Le
17 reste de l'oléoduc, soit environ 700 km, devrait être installé à l'intérieur d'une
18 nouvelle emprise.

19
20 Les installations faisant l'objet de la conversion consisteront en la conversion
21 d'environ 3 000 km des installations existantes de la canalisation principale à
22 partir de la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan jusqu'à un point près de
23 l'interconnexion existante de la canalisation principale avec le réseau Iroquois
24 Gas Transmission System, y compris le tronçon entre North Bay Junction et
25 Iroquois (le « raccourci de North Bay »).

26
27 En ce qui a trait au PRPE, TransCanada propose de construire des installations
28 supplémentaires consistant en un pipeline d'environ 245 km (de 914 mm
29 (DN 36), 6 450 kPa) qui doublerait la ligne de Montréal existante et en neuf
30 groupes compresseurs supplémentaires de 11 MW aux emplacements existants.

31

1 **Q9. QUELLE PART DE LA NOUVELLE CAPACITÉ PROPOSÉE POUR LE**
2 **TRANSPORT DU PÉTROLE EST ACTUELLEMENT VISÉE PAR UN**
3 **CONTRAT?**

4 R9. À l'heure actuelle, Énergie Est a conclu des contrats à long terme visant le
5 transport garanti de 905 000 b/j qui lui assureront de pouvoir récupérer les coûts
6 fixes du projet. En outre, elle a réservé 90 000 b/j pour le service ponctuel
7 non garanti et disposera également d'une capacité supplémentaire de 90 000 b/j
8 pour répondre à la demande supplémentaire éventuelle à mesure que le marché
9 prendra de l'expansion.

10
11 **Q10. ÉNERGIE EST DEMANDE-T-ELLE L'APPROBATION DE SES DROITS**
12 **ET TARIFS DANS LA DEMANDE?**

13 R10. Non. Énergie Est demande uniquement l'approbation de sa méthode de
14 conception des droits et non des droits eux-mêmes, qui seront déterminés
15 ultérieurement. Énergie Est aborde toutes les questions concernant la partie IV de
16 la Loi sur l'ONÉ dans le volume 3, section 2 de la Demande.

17
18 ***III. SOMMAIRE***

19 **Q11. VEUILLEZ RÉSUMER VOS CONCLUSIONS CONCERNANT LE**
20 **PROJET.**

21 R11. Selon mon examen de la Demande, ma compréhension des exigences des
22 articles 52 et 74 de la Loi sur l'ONÉ, du Guide de dépôt de l'Office et des
23 politiques et précédents provenant de décisions passées de l'Office, je suis d'avis
24 que les avantages économiques globaux du Projet dépassent largement tout
25 fardeau économique éventuel du Projet et que le Projet concorde pleinement avec
26 l'intérêt public. Plus particulièrement :

- 27 • Dans le cadre de mon examen de l'intérêt public, j'ai évalué et considéré
28 les retombées économiques associées à chacune des composantes du
29 Projet : les installations faisant l'objet de la conversion, le PRPE et la
30 construction des nouvelles installations d'oléoduc. En raison de
31 l'interrelation entre ces composantes du Projet, mon opinion concernant
32 l'intérêt public tient compte de l'intégralité du Projet.

- 1 • Le Projet permet au Canada de maximiser les retombées du
2 développement de ses ressources naturelles et lui procure d'importantes
3 retombées économiques qui ne seraient pas accessibles en l'absence du
4 Projet sans toutefois entraîner des fardeaux économiques pour les
5 expéditeurs de gaz naturel.
- 6 • La cession des installations faisant l'objet de la conversion en vue de les
7 réaffecter au transport pétrolier réduit considérablement les coûts et
8 impacts environnementaux globaux qui auraient été requis ou observés par
9 ailleurs si toutes les nouvelles installations de l'oléoduc avaient dû être
10 construites; les modalités de la cession proposée sont raisonnables et
11 contribuent considérablement à l'enregistrement de bénéfices nets par les
12 expéditeurs de gaz naturel sur la canalisation principale.
- 13 • Sans la cession des installations faisant l'objet de la conversion, l'Oléoduc
14 Énergie Est ne serait pas rentable et l'accès aux nouveaux marchés
15 pétroliers serait restreint; cette situation mènerait à une inefficience du
16 marché et à la perte éventuelle de milliards de dollars, ce qui, à mon avis,
17 ne concorde pas avec l'intérêt public.
- 18 • Le projet de l'Oléoduc Énergie Est satisfait clairement aux normes que
19 l'Office a déjà évaluées quant à la faisabilité économique et financière.
- 20 - Il est prévu que l'approvisionnement en pétrole brut sera suffisant
21 pour le pipeline, et il existe une demande importante indéniable en
22 services de transport pétrolier garanti de pétrole provenant
23 d'importants expéditeurs solvables capables de financer les
24 obligations financières d'un tel service sur une durée contractuelle
25 de 20 ans.
- 26 - L'option offerte par le nouvel oléoduc, en conjonction avec la
27 capacité d'acheminement suffisante du pétrole brut, devrait
28 atténuer les importantes restrictions du marché qui existent
29 actuellement, ce qui procurera des avantages importants au secteur
30 pétrolier de l'Ouest canadien, aux raffineries de l'Est canadien du
31 Québec et du Nouveau-Brunswick, en leur procurant une source
32 stable de pétrole brut domestique à prix concurrentiel, et à
33 l'ensemble de l'économie canadienne; les avantages pour le
34 secteur de l'énergie qui seront tirés du développement de
35 l'Oléoduc Énergie Est devraient dépasser 180 G\$.
- 36 - Les installations sont de taille raisonnable compte tenu des
37 engagements à long terme pris par les expéditeurs, et la capacité
38 des installations a été efficacement et équitablement répartie entre
39 les expéditeurs les plus offrants pour cette capacité; les nouvelles
40 facilités seront nécessaires et réellement utilisées, et les frais liés à
41 la demande relative à la capacité sont très susceptibles d'être
42 payés.

- 1
- 2
- 3 • L'Oléoduc Énergie Est fera également la promotion d'un environnement
4 concurrentiel pour le transport du pétrole.
 - 5 - Le pipeline offrira aux expéditeurs de pétrole un plus grand
6 nombre de possibilités pour la commercialisation de leurs produits
7 en leur offrant un accès plus vaste au marché par l'ouverture des
8 marchés nord-américain et étrangers.
 - 9 - La méthode de conception des droits négociés proposée par
10 Énergie Est concorde avec les méthodes approuvées par l'Office
11 pour d'autres oléoducs et répartit raisonnablement les risques entre
12 les expéditeurs et Énergie Est, notamment le risque de
13 sous-utilisation future auquel pourrait être exposée Énergie Est.
 - 14 - Les ententes conclues par Énergie Est et ses expéditeurs ont été
15 négociées dans le cadre d'un appel d'offres ouvert et promouvoient
16 la rentabilité de la production en répartissant raisonnablement les
17 risques de développement et d'exploitation entre les parties.
 - 18 • L'Oléoduc Énergie Est procurerait des retombées macroéconomiques
19 importantes au fédéral et au provincial totalisant plus de 100 G\$ au cours
20 des 20 premières années de service, ce qui comprend également des
21 retombées économiques prévues de 4,5 G\$ pour le corridor de transport du
22 gaz naturel associées à la construction du PRPE.
 - 23 • Je me suis penché sur la question de savoir si l'intérêt public était mieux
24 servi, du point de vue économique, selon que les installations faisant
25 l'objet de la conversion seront utilisées pour le transport du pétrole ou du
26 gaz naturel. J'ai conclu que ni la qualité du service ni le coût du transport
27 garanti du gaz naturel sur la canalisation principale ne devraient être
28 compromis par la cession des installations faisant l'objet de la conversion
29 par suite des engagements pris par Énergie Est et TransCanada, y compris
30 la construction du PRPE. Malgré tout, la cession des installations faisant
31 l'objet de la conversion représente une utilisation accrue et améliorée des
32 installations existantes de la canalisation principale.
 - 33 - Il n'est pas prévu que les installations gazières qui seront
34 converties au transport du pétrole sur des tronçons de la ligne des
35 Prairies et de la ligne du nord de l'Ontario devront continuer
36 d'offrir des services garantis de transport et elles sont donc plus
37 adéquatement affectées à une utilisation accrue et améliorée.
 - 38 - Même si TransCanada était par ailleurs incapable de remplir ses
39 engagements de service garanti existants et prévus dans le triangle
40 de l'Est sans la construction de nouvelles installations gazières, un
41 tel scénario hypothétique ne se produirait pas avec le PRPE et ne
42 représente donc pas, à mon avis, une question d'intérêt public.
 - 43 - TransCanada s'est engagée à construire le PRPE, qui regrouperait
suffisamment d'installations gazières du triangle de l'Est pour
satisfaire aux besoins en transport garanti actuels et prévus de la

1 canalisation principale après la cession des installations faisant
2 l'objet de la conversion; le PRPE a été conçu après que
3 TransCanada eût déterminé les besoins en service garanti dans le
4 cadre d'appels de soumission et en fonction d'une prévision
5 détaillée des niveaux de service garanti à venir.

- 6 - Selon les engagements de service garanti actuellement connus des
7 expéditeurs de la canalisation principale et toutes choses étant
8 égales par ailleurs, on prévoit que les expéditeurs de la canalisation
9 principale tireront un avantage au chapitre des droits par suite de la
10 cession des installations faisant l'objet de la conversion et de la
11 construction du PRPE. On prévoit une réduction de 900 M\$ (en
12 fonction de la valeur actualisée nette) des besoins en revenus de la
13 canalisation principale pour la période allant de 2016 à 2030 par
14 suite de la cession des installations faisant l'objet de la conversion
15 et de la construction du PRPE; la cession, la réaffectation de ces
16 actifs à titre d'installations de transport du pétrole et la
17 construction du PRPE représentent le moyen le moins coûteux de
18 répondre à la fois aux besoins des expéditeurs de gaz naturel et des
19 expéditeurs de pétrole.

20 ***IV. CONSIDÉRATION DE L'INTÉRÊT PUBLIC GÉNÉRAL***

21 **Q12. L'INTÉRÊT PUBLIC EST-IL UN FACTEUR IMPORTANT À** 22 **CONSIDÉRER PAR L'OFFICE AU MOMENT DE DÉTERMINER SI DE** 23 **NOUVELLES INSTALLATIONS DEVRAIENT ÊTRE APPROUVÉES ET** 24 **SI LA PROPOSITION D'UN DEMANDEUR PRODUIT DES DROITS** 25 **JUSTES ET RAISONNABLES?**

26 R12. Oui. L'Office a énoncé que sa raison d'être est de régler dans l'intérêt
27 public canadien. Plus particulièrement :

28 La raison d'être de l'Office est de promouvoir, dans l'intérêt public
29 canadien, la sûreté et la sécurité, la protection de l'environnement
30 et l'efficacité de l'infrastructure et des marchés énergétiques,
31 dans le cadre du mandat que lui a conféré le Parlement au chapitre
32 de la réglementation des pipelines, de la mise en valeur des
33 ressources énergétiques et du commerce de l'énergie².

² Site Web de l'ONÉ, « Quel est le mandat de l'Office », <http://www.neb-one.gc.ca/bts/whwr/nbfcstht-fra.html>; consulté le 12 septembre 2014.

1 **Q13. COMMENT COMPRENEZ-VOUS LA DÉFINITION DE L'INTÉRÊT**
2 **PUBLIC DE L'OFFICE?**

3 R13. Je comprends que l'Office a défini l'intérêt public canadien comme :

4 ...englob[ant] les intérêts de tous les Canadiens et Canadiennes; il
5 s'agit d'un équilibre des intérêts économiques, environnementaux
6 et sociaux qui change en fonction de l'évolution des valeurs et des
7 préférences de la société. À titre d'organisme de réglementation,
8 l'Office doit évaluer la contribution d'un projet au bien public
9 général, et ses inconvénients éventuels, en peser les diverses
10 conséquences et rendre une décision³.

11 Par le passé, un président de l'Office a également déclaré :

12 [traduction] Bien qu'il n'existe pas de définition précise de
13 l'intérêt public, il est clair que l'intérêt public englobe le concept
14 du « plus grand bien pour le plus grand nombre »⁴.

15 Un membre de l'Office a récemment mis en lumière le caractère évolutif de la
16 définition de l'intérêt public de la façon suivante :

17 Chaque décision prise dans l'intérêt public est considérée et
18 soupesée différemment par les membres d'une commission
19 indépendante en fonction de divers facteurs, notamment la
20 faisabilité économique des installations, les consultations
21 publiques, les questions autochtones, foncières, environnementales
22 et socioéconomiques, les droits et tout autre aspect considéré
23 comme pertinent par la commission établie⁵.

24 Au cours de la même présentation, deux décisions de l'Office ont été relevées
25 comme ayant démontré le « caractère indépendant de chaque commission et le
26 vaste éventail de facteurs considérés pour tenir compte de l'intérêt public ». Par
27 exemple, la décision de l'Office dans l'affaire GH-1-2006 visant l'approbation du
28 pipeline Brunswick d'Emera, l'Office a tenu compte de facteurs locaux,
29 régionaux et nationaux pour en arriver à une décision conforme à l'intérêt public.

³ Voir p. ex., ONÉ, Motifs de décision, GH-1-2006, p. 10; ONÉ, Plan stratégique; ONÉ, *La réglementation économique sous l'angle de l'ONÉ*, présentation de Kenneth Bateman, 5 juin 2011, p. 8.

⁴ ONÉ, *The Regulator's Role – Promoting the Public Interest*, présentation de Kenneth Vollman, 24 mai 2000.

⁵ ONÉ, *La réglementation économique sous l'angle de l'ONÉ*, présentation de Kenneth Bateman, 5 juin 2011, p. 9.

1 Dans la décision OH-1-2009, l'Office s'est concentré sur les répercussions
2 économiques du projet de pipeline Keystone XL et a conclu que le projet était
3 dans l'intérêt public parce que les avantages à long terme l'emportaient sur les
4 inconvénients :

5 Chaque demande comporte généralement des avantages et des
6 inconvénients sur lesquels l'Office doit exercer son jugement
7 éclairé en se fondant sur une analyse approfondie de la preuve dont
8 il est dûment saisi pour en arriver à sa décision définitive.

9 [...]

10 Lorsqu'il a apprécié les avantages et les inconvénients du projet,
11 l'Office a déterminé que les avantages du pipeline Keystone XL
12 l'emportent sur ses inconvénients⁶.

13 Aux fins de mon témoignage et de la question de déterminer si, à mon avis, la
14 Demande est conforme à l'intérêt public, je me suis fié sur la norme énoncée par
15 l'Office dans la décision OH-1-2009 au moment d'apprécier les avantages et les
16 inconvénients du Projet dans son ensemble. Bien que je sois conscient qu'il
17 s'agisse de demandes distinctes et que l'Office pourrait tenter d'évaluer les
18 avantages et les inconvénients de chaque demande séparément, l'interdépendance
19 entre les éléments du Projet m'a mené à conclure que c'est seulement en
20 examinant les questions d'intérêt public du Projet dans son ensemble que l'Office
21 peut déterminer si l'un ou l'ensemble de ses éléments sont dans l'intérêt public.
22 Le fait d'aborder ces questions séparément pourrait ne pas produire un résultat
23 optimal, réalisable ou logique. En réalisant un examen détaillé des questions
24 d'intérêt public du Projet, l'Office peut évaluer les avantages et inconvénients
25 éventuels de tous les éléments du Projet à l'intérieur d'un cadre logique et
26 équilibrer les intérêts conflictuels en déterminant si le Projet, pris dans son
27 ensemble, est dans l'intérêt public.

6 ONÉ, Motifs de décision, OH-1-2009, p. 82-84.

1 **Q14. LE CONSEIL A-T-IL PRÉCISÉ UN ENSEMBLE PRÉCIS DE CRITÈRES**
2 **QUI SONT APPLICABLES DANS TOUS LES CAS AUX FINS DE**
3 **L'ÉVALUATION DE L'INTÉRÊT PUBLIC?**

4 R14. Non. L'Office a indiqué clairement qu'il ne croyait pas à l'existence d'un
5 ensemble uniforme de critères permettant d'évaluer tous les projets afin de
6 déterminer l'intérêt public :

7 ...il n'existe pas de critère immuable de détermination de l'intérêt
8 public qui vaille pour tous les cas. Tout comme les notions de
9 « juste et raisonnable » et d'« utilité publique », les critères relatifs
10 à l'intérêt public dans une situation donnée sont compris, plutôt
11 que définis, et il se pourrait, en fait, qu'il ne soit d'aucune utilité de
12 tenter de les définir avec précision. Il convient plutôt de laisser à
13 l'Office le soin de soupeser les avantages et les fardeaux inhérents
14 au dossier dont il est saisi⁷.

15 Ainsi, même si l'Office a défini la notion d'intérêt public, il a également reconnu
16 que chaque projet est différent et qu'il doit donc examiner les circonstances au cas
17 par cas.

18
19 **Q15. DANS LES CIRCONSTANCES QUI NOUS OCCUPENT, ÉNERGIE EST**
20 **ET TRANSCANADA DEMANDENT DES APPROBATIONS DANS LA**
21 **DEMANDE AUX TERMES À LA FOIS DE L'ARTICLE 52 ET DE**
22 **L'ARTICLE 74 DE LA LOI SUR L'ONÉ. L'OFFICE A-T-IL DÉJÀ LIÉ SA**
23 **DÉCISION EN MATIÈRE D'INTÉRÊT PUBLIC DANS UNE DEMANDE**
24 **EN VERTU DE L'ARTICLE 74 À SA CONCLUSION DANS UNE**
25 **DEMANDE EN VERTU DE L'ARTICLE 52?**

26 R15. Oui. Dans la décision MH-1-2006, l'Office a approuvé la cession des installations
27 gazières existantes de la canalisation principale et leur transformation pour
28 l'acheminement du pétrole pour le projet TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd.
29 (le « pipeline Keystone ») et a établi que cette façon de faire était dans l'intérêt
30 public. Toutefois, l'Office a indiqué que sa décision en matière d'intérêt public
31 était conditionnelle à ce qu'il soit ultérieurement établi que la construction et

⁷ ONÉ, Motifs de décision, GH-1-2006, p. 11.

1 l'exploitation du projet de pipeline Keystone étaient également dans l'intérêt
2 public :

3 L'Office souligne que l'approbation de la demande de transfert,
4 ainsi que du traitement de la base tarifaire, sera sans effet à moins
5 que d'autres autorisations réglementaires, y compris celles qui sont
6 requises à l'égard des demandes que TransCanada Keystone
7 Pipeline GP Ltd. doit présenter aux termes des articles 52 et 21 de
8 la Loi, ne soient accordées⁸.

9 Étant donné que TransCanada et Énergie Est demandent des approbations en
10 vertu des articles 74 et 52 dans le cadre de la Demande et que le dépôt qu'elles
11 effectuent vise à faire approuver le Projet dans son intégralité, je crois
12 comprendre que la norme de l'intérêt public est le critère que l'Office devrait
13 appliquer dans l'évaluation du caractère raisonnable de la Demande, c'est-à-dire
14 pour la cession des actifs gazières en vue de leur conversion au transport pétrolier,
15 la construction et l'exploitation de nouvelles installations pétrolières ainsi que la
16 construction et l'exploitation de nouvelles installations gazières, dans le cadre de
17 ces procédures.

18 **V. FAISABILITÉ FINANCIÈRE ET ÉCONOMIQUE DE L'OLÉODUC ÉNERGIE EST**

19 **A. Normes d'évaluation de la faisabilité financière et économique**

20 **Q16. COMMENT L'OFFICE A-T-IL ÉVALUÉ PAR LE PASSÉ LA**
21 **FAISABILITÉ FINANCIÈRE ET ÉCONOMIQUE D'UN PROJET**
22 **PROPOSÉ?**

23 R16. L'article 52 de la Loi sur l'ONÉ énonce qu'au moment d'évaluer une demande de
24 certificat :

25 L'Office tient compte de tous les facteurs qu'il estime pertinents,
26 et peut tenir compte de ce qui suit :

- 27 a) l'approvisionnement du pipeline en pétrole, gaz ou autre
28 produit;
29 b) l'existence de marchés, réels ou potentiels;
30 c) la faisabilité économique du pipeline;

⁸ *Id.*, p. 65.

- 1 d) la responsabilité et la structure financières du demandeur et
2 les méthodes de financement du pipeline ainsi que la
3 mesure dans laquelle les Canadiens auront la possibilité de
4 participer au financement, à l'ingénierie ainsi qu'à la
5 construction du pipeline;
6 e) les conséquences sur l'intérêt public que peut, à son avis,
7 avoir la délivrance du certificat ou le rejet de la demande.

8 Dans la pratique, la norme appliquée par l'Office pour déterminer si un projet est
9 faisable du point de vue économique, soit le critère c) ci-dessus, est la
10 présentation de preuves satisfaisantes selon lesquelles les critères a), b) et d)
11 ci-dessus ont été remplis.

12
13 Par ailleurs, l'Office a abondamment commenté, dans le cadre de décisions
14 passées, les critères qu'il utilise pour évaluer la faisabilité économique de
15 nouveaux projets de pipeline. Par exemple, dans la décision GH-1-2004, l'Office
16 a déclaré ce qui suit :

17 L'Office tient compte des critères suivants pour jauger la
18 faisabilité économique d'installations construites sous le régime de
19 la *Loi sur l'Office national de l'énergie*;

- 20 • l'existence de marchés pour absorber le gaz transporté par le
21 pipeline (achètera-t-on le gaz?);
22 • l'existence d'une capacité pipelinière en aval (y aura-t-il une
23 capacité pipelinière suffisante pour acheminer le gaz du point
24 d'aboutissement du [Projet] jusqu'aux marchés de
25 consommation?⁹);
26 • l'approvisionnement en gaz à long terme pour alimenter le pipeline
27 (y a-t-il assez de gaz à transporter?);
28 • les engagements contractuels sous-tendant le projet (la composante
29 des frais fixes des droits pipeliniers sera-t-elle payée?);
30 • la capacité de financer le projet (le pipeline trouvera-t-il des
31 investisseurs?¹⁰).

⁹ Outre les points de livraison terrestre de Montréal, de Québec et de Saint John, les points de livraison des deux terminaux maritimes comporteront chacun une capacité de chargement qui dépasse la capacité de 1,1 million de b/j d'Énergie Est. Par exemple, le terminal maritime Canaport d'Énergie Est aura une capacité de chargement de 2,3 millions de b/j et le terminal maritime de Cacouna, une capacité de chargement de 1,45 million de b/j (Vol. 6, Section 7).

¹⁰ ONÉ, Motifs de décision, GH-1-2004, Volume 2, Chapitre 7.

1 En outre, dans la décision GH-3-97, l'Office a déclaré ce qui suit :

2 ...l'Office doit évaluer: i) la disponibilité d'un approvisionnement
3 en gaz à long terme, ii) les perspectives à long terme sur le plan du
4 marchés de gaz, iii) les engagements contractuels étayant la
5 proposition, et iv) le financement du projet¹¹.

6 Les critères limites utilisés par l'Office pour la faisabilité économique sont
7 également décrits, en termes plus concis, dans le guide A, section A.3 de son
8 Guide de dépôt dans les termes suivants :

9 Le dépôt de l'information économique sur les installations vise,
10 dans l'ensemble, à démontrer que les installations proposées seront
11 utilisées et utiles, que les frais liés à la demande seront payés, et
12 que des fonds suffisants seront disponibles pour la cessation
13 d'exploitation¹².

15 **Q17. FAITES-VOUS UNE DISTINCTION ENTRE LA FAISABILITÉ**
16 **FINANCIÈRE ET LA FAISABILITÉ ÉCONOMIQUE?**

17 R17. Oui. Aux fins de mon évaluation, j'ai fait une distinction entre la faisabilité
18 financière et la faisabilité économique. Plus particulièrement, j'ai utilisé
19 l'expression « faisabilité financière » pour aborder les questions commerciales et
20 je me suis concentré sur les critères de l'Office concernant la capacité de
21 financement d'un projet et la probabilité que les frais fixes d'un projet soient
22 payés. J'emploie l'expression « faisabilité économique » pour désigner la raison
23 d'être et la nécessité d'un projet compte tenu du contexte sectoriel et je me base
24 sur le critère de l'Office selon lequel un projet doit être nécessaire et réellement
25 utilisé. Plus précisément, la faisabilité économique dépend de l'existence d'un
26 approvisionnement adéquat et d'une demande du marché entourant le projet ainsi
27 que de la capacité d'acheminement suffisante du pipeline. La faisabilité financière
28 et la faisabilité économique dépendent toutes deux de l'appui accordé à un projet
29 par les expéditeurs.

11 ONÉ, Motifs de décision, GH-3-97, p. 12.

12 Guide de dépôt de l'ONÉ, Rubrique A, Section A.3, p. 4A-69.

1 **Q18. L’OFFICE UTILISE-T-IL D’AUTRES NORMES POUR ÉVALUER LA**
2 **FAISABILITÉ FINANCIÈRE ET ÉCONOMIQUE D’UN PROJET?**

3 R18. Oui. Même s’il en est pas question dans chaque procédure, l’Office applique un
4 certain nombre d’autres normes au moment d’évaluer la faisabilité financière et
5 économique d’un projet proposé. En ce qui concerne la faisabilité financière,
6 l’Office a également considéré : (i) la répartition raisonnable du risque dans les
7 modalités commerciales du projet et (ii) le caractère concurrentiel d’un projet et
8 son effet sur le marché. Dans certains cas, l’Office a accordé beaucoup de poids à
9 ces facteurs¹³. En ce qui concerne la faisabilité économique, l’Office a également
10 pour pratique d’évaluer si la taille d’un projet a été établie correctement.

11
12 Par conséquent, dans mon présent témoignage, j’ai également abordé le Projet
13 sous l’angle de chacun de ces critères supplémentaires.

14
15 ***B. Faisabilité financière de l’Oléoduc Énergie Est***

16 **Q19. LA MÉTHODE DE CONCEPTION DES DROITS ÉNONCÉE DANS LES**
17 **CONVENTIONS DE SERVICES DE TRANSPORT, QUI COMPORTENT**
18 **ÉGALEMENT LES MODALITÉS ET CONDITIONS DE SERVICE,**
19 **EST-ELLE PERTINENTE POUR L’ÉVALUATION DE LA FAISABILITÉ**
20 **FINANCIÈRE DU PROJET?**

21 R19. Oui. Même si Énergie Est ne demande pas que l’Office approuve les droits
22 eux-mêmes dans le cadre de la présente procédure, elle demande l’approbation de
23 la méthode de conception des droits. Les conventions de services de transport
24 conclues par Énergie Est et ses expéditeurs, qui comportent la méthode de
25 conception des droits ainsi que les modalités et conditions de service, se
26 rapportent précisément à la faisabilité financière de l’Oléoduc Énergie Est.

27

¹³ Par exemple, je sais que dans la décision GH-5-89, l’Office a abordé la notion de faisabilité économique
comme d’une norme dont elle tient compte pour évaluer un projet de pipeline proposé.

1 **Q20. COMMENT LA MÉTHODE DE CONCEPTION DES DROITS**
2 **SOUTIENT-ELLE LA FAISABILITÉ FINANCIÈRE DE L'OLÉODUC**
3 **ÉNERGIE EST?**

4 R20. Comme il a été mentionné précédemment, l'un des critères pour établir la
5 faisabilité financière est la capacité d'acquitter les frais fixes du projet proposé.
6 La méthode de conception des droits pour l'Oléoduc Énergie Est a été élaborée de
7 façon qu'un ensemble de droits intégré et établi en fonction du marché s'applique
8 à tous les services; le système de droits s'appliquera pendant une durée de 20 ans,
9 ce qui établit des droits prévisibles et stables pendant la durée de vie des
10 conventions de services de transport. Comme il est indiqué dans le volume 3,
11 section 2 de la Demande, les expéditeurs liés par contrat se sont engagés à payer
12 des frais fixes totalisant environ 27 G\$ pendant la durée de leurs contrats¹⁴.

13
14 Énergie Est a été en mesure d'obtenir le soutien d'expéditeurs viables et solides
15 au plan financier comme en témoigne leur capacité à satisfaire aux normes et aux
16 exigences de TransCanada en matière de solvabilité, et ceux-ci sont engagés à
17 offrir un service garanti à long terme sur l'oléoduc. Les revenus provenant des
18 expéditeurs qui ont satisfait aux normes de solvabilité de TransCanada devraient
19 être plus que suffisants pour couvrir les frais fixes estimatifs de l'oléoduc. En
20 outre, le montant variable des droits sera établi chaque année de façon à couvrir
21 les frais d'exploitation et de maintenance de l'oléoduc ainsi qu'à financer le fonds
22 de réserve pour la cessation d'exploitation conformément aux pratiques
23 raisonnables du secteur.

24
25 La méthode de conception des droits proposée concorde avec le nouveau marché
26 des services d'oléoduc : elle offre des services de transport garanti aux termes de
27 contrats à long terme garantis tout en réservant une capacité pour offrir un
28 transport à demande à un prix supérieur aux services garantis, ce qui répond aux
29 demandes des expéditeurs qui recherchent la stabilité et la prévisibilité des droits

¹⁴ Demande, vol. 3, section 2.

1 à long terme. Qui plus est, la méthode de conception des droits négociée pour
2 l'Oléoduc Énergie Est, s'apparente à d'autres méthodes de conception des droits
3 négociées pour de nouveaux oléoducs que l'Office a jugées justes et raisonnables
4 et non indûment discriminatoires. Ainsi, compte tenu de tous ces facteurs,
5 j'estime que la méthode de conception des droits proposée est raisonnable,
6 concurrentielle et conforme à la norme de faisabilité financière de l'Office quant à
7 la probabilité que les frais fixes de l'Oléoduc Énergie Est soient payés à l'avenir.

8
9 **Q21. EN PLUS DES CONVENTIONS CONCLUES POUR LE SERVICE**
10 **GARANTI, EXISTE-T-IL DES MOTIFS DE CROIRE QUE LE**
11 **TRANSPORT À DEMANDE CONTRIBUERA ÉGALEMENT À LA**
12 **FAISABILITÉ FINANCIÈRE DU PROJET?**

13 R21. Oui. Étant donné que la faisabilité financière de l'Oléoduc Énergie Est repose sur
14 les contrats à long terme conclus avec des expéditeurs liés par contrat, le transport
15 à demande n'est pas nécessaire à la faisabilité financière. Toutefois, la
16 disponibilité du transport à demande accroît également les avantages éventuels du
17 projet. Énergie Est propose de réserver 90 000 b/j au transport à demande. Les
18 droits pour le transport à demande représenteront au maximum 170 pour cent des
19 droits à plus court terme offerts aux expéditeurs liés par contrat pour chaque
20 itinéraire. Par conséquent, la possibilité de réaliser des revenus supplémentaires
21 provenant de volumes non souscrits et pouvant également contribuer à la
22 récupération des frais fixes associés à l'oléoduc soutient elle aussi la faisabilité
23 financière.

24
25 **Q22. VOUS AVEZ MENTIONNÉ LA RÉPARTITION DU RISQUE COMME**
26 **UNE AUTRE COMPOSANTE DE L'ÉVALUATION DE LA FAISABILITÉ**
27 **FINANCIÈRE PAR L'OFFICE. LES MODALITÉS ET CONDITIONS**
28 **COMMERCIALES DES CONVENTIONS DE SERVICES DE**
29 **TRANSPORT CONCORDENT-ELLES AVEC UNE RÉPARTITION**
30 **RAISONNABLE DU RISQUE?**

31 R22. Oui. Les conventions de service de transport reflètent l'entente négociée entre
32 Énergie Est et les expéditeurs liés par contrat qui comprend l'engagement de

1 partager les risques si les coûts de l'oléoduc dépassent les estimations
2 préconstruction. Par ailleurs, étant donné qu'Énergie Est facturera des droits
3 négociés pendant la durée de vie des conventions de services de transport, les
4 expéditeurs liés par contrat d'Énergie Est ne seront pas exposés au risque de
5 sous-utilisation des installations proposées pendant la durée de ces contrats
6 fermes. Dans sa décision GH-3-97, l'Office a indiqué qu'il considérait le risque
7 de sous-utilisation d'un pipeline comme un facteur important lié à l'intérêt
8 public :

9 Dans sa demande, Alliance a déclaré qu'elle-même assumerait tout
10 risque de sous-utilisation des installations visées par la demande.
11 [...] Ce fait vise l'un des facteurs potentiellement importants liés à
12 l'intérêt public¹⁵.

13 Je suis d'accord avec la conception de l'Office selon laquelle la répartition du
14 risque est un facteur important lié à l'intérêt public et j'estime que les faits
15 exposés dans la présente affaire témoignent d'une répartition raisonnable du
16 risque entre Énergie Est et ses expéditeurs, tant pendant la phase de
17 développement que pendant la durée de son exploitation commerciale. Le fait de
18 limiter le risque général par le recours à des conventions négociées et par le
19 partage par Énergie Est du risque restant provenant des dépassements de coûts
20 tient particulièrement compte de la conception de l'Office dont il est question
21 ci-dessus. Énergie Est assumera et gèrera d'autres risques comme le risque de
22 contrepartie et le risque d'interruptions de service imprévues. Par conséquent,
23 j'estime que la répartition du risque prévue dans les conditions commerciales de
24 l'Oléoduc Énergie Est concordent avec l'intérêt public.

25
26 **Q23. LA CAPACITÉ DE FINANCEMENT D'UN PROJET ÉTAIT UN AUTRE**
27 **CRITÈRE D'ÉVALUATION DE LA FAISABILITÉ FINANCIÈRE**
28 **APPLIQUÉ PAR L'OFFICE. QU'AVEZ-VOUS CONCLU CONCERNANT**
29 **LA CAPACITÉ DE FINANCEMENT DU PROJET?**

¹⁵ ONÉ, Motifs de décision, GH-3-97, p. 13.

1 R23. Comme il est indiqué dans la Demande, le financement de l'Oléoduc Énergie Est
2 sera assuré principalement par TransCanada. TransCanada prévoit financer son
3 programme d'immobilisations actuel au moyen de flux de trésorerie provenant
4 des activités d'exploitation prévisibles, de nouveaux titres d'emprunt de rang
5 supérieur et de titres subalternes sous forme d'actions privilégiées et de titres
6 hybrides supplémentaires, de l'émission d'actions ordinaires et de la gestion de
7 son portefeuille, ce qui comprend l'abandon prévu de la totalité de ses actifs de
8 gazoduc américains au bénéfice de sa société en commandite ouverte,
9 TC PipeLines LP¹⁶. De plus, compte tenu de la solidité des conventions de
10 services de transport à long terme conclues par des expéditeurs solvables, je suis
11 d'avis que l'Oléoduc Énergie Est serait probablement en mesure d'être financé
12 uniquement à l'externe s'il n'était pas financé par TransCanada. Selon ma
13 compréhension des paramètres économiques du projet, de la répartition du risque
14 et du degré de soutien accordé par les expéditeurs, j'ai conclu que le pipeline sera
15 en mesure d'obtenir des capitaux à des conditions raisonnables, ce qui concorde
16 avec la notion de faisabilité financière.

17
18 *C. Faisabilité économique de l'Oléoduc Énergie Est*

19 **Q24. SELON CE QUI A ÉTÉ MENTIONNÉ PRÉCÉDEMMENT, ÊTES-VOUS**
20 **D'ACCORD POUR DIRE QUE L'OFFICE A TENU COMPTE DE LA**
21 **DISPONIBILITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT, DE LA DEMANDE DU**
22 **MARCHÉ, DE LA TAILLE DU PROJET ET DE L'EXISTENCE D'UNE**
23 **CAPACITÉ D'ACHEMINEMENT SUFFISANTE POUR ÉVALUER LA**
24 **FAISABILITÉ ÉCONOMIQUE?**

25 R24. Oui.
26

¹⁶ Demande, volume 3, Commercial, section 4, Financement.

1 **Q25. LE PIPELINE AURA-T-IL ACCÈS À UN APPROVISIONNEMENT EN**
2 **PÉTROLE BRUT À LONG TERME?**

3 R25. Oui. Comme il est indiqué dans le rapport d'IHS, la production de pétrole brut
4 dans l'Ouest canadien devrait plus que doubler pour passer de 3,2 Mb/j en 2012 à
5 6,5 Mb/j en 2030. La croissance de l'approvisionnement provient en majorité des
6 sables pétrolifères et est attribuable principalement au pétrole brut lourd. Ainsi,
7 même si les quatre principaux projets d'oléoduc¹⁷ étaient construits, le marché
8 pourrait absorber pleinement la nouvelle capacité au fil du temps en raison par
9 l'expansion de la production.

10
11 **Q26. À VOTRE AVIS, LES CONVENTIONS DE SERVICE DE TRANSPORT**
12 **CONCLUES PAR ÉNERGIE EST TÉMOIGNENT-ELLES DE LA**
13 **DEMANDE DU MARCHÉ POUR L'OLÉODUC ÉNERGIE EST?**

14 R26. Oui. À mon avis, les conventions de services de transport signées, qui
15 représentent des engagements contractuels à long terme visant 905 000 b/j sous-
16 tendant l'Oléoduc Énergie Est, indiquent clairement qu'un oléoduc dans l'Ouest
17 canadien répondrait à une demande et à un besoin. Cela concorde avec les
18 conclusions de l'Office dans la décision OH-1-95 :

19 L'Office estime que l'existence de contrats signés, à long terme,
20 pour l'achat de services de transport constitue une preuve solide
21 que le pipeline Express répond à un besoin réel. Que les
22 intervenants sur le marché aient pris des engagements financiers
23 envers Express rassure l'Office sur le fait que le pipeline projeté
24 ouvrira des marchés profitables aux producteurs de pétrole brut de
25 l'Ouest canadien, qu'il est nécessaire et qu'il sera réellement
26 utilisé¹⁸.

27 Par ailleurs, compte tenu de l'ampleur des engagements contractuels à long terme
28 des expéditeurs à l'égard de l'Oléoduc Énergie Est, on peut raisonnablement

¹⁷ Ces quatre projets d'oléoduc pour le transport du pétrole brut sont : l'expansion de Trans Mountain, Northern Gateway, Keystone XL et Énergie Est.

¹⁸ ONÉ, Motifs de décision, OH-1-95, p. 49.

1 s'attendre à ce que le pipeline soit utilisé à grande capacité¹⁹. Par exemple, pour
2 un expéditeur lié par un engagement d'achat ferme négocié de 50 000 b/j pour une
3 durée de 20 ans selon un droit négocié de 6,00 \$/baril, l'obligation financière qui
4 en résulterait au cours de la durée du contrat s'établirait à environ 2,2 G\$²⁰. On
5 peut raisonnablement supposer qu'un expéditeur ne prend pas un tel engagement
6 financier à long terme et de grande ampleur sans avoir réfléchi ni sans avoir
7 planifié le transport du pétrole.

8
9 Comme l'a souligné l'Office dans la décision GH-3-97, des engagements
10 financiers d'une telle ampleur témoignent à la fois de la suffisance de
11 l'approvisionnement et de la demande du marché :

12 L'Office estime également que les engagements financiers pris par
13 les expéditeurs, soit verser 8,2 milliards \$ en frais liés à la
14 demande sur le réseau d'Alliance au cours des 15 premières années
15 d'exploitation, incitent fortement les expéditeurs à acquérir des
16 approvisionnements suffisants en gaz. Ces compagnies, appuyées
17 par leurs prêteurs, ont jugé en tant qu'experts qu'elles auront accès
18 à des approvisionnements en gaz suffisants pour utiliser la capacité
19 de transport qu'elles ont réservée sur le pipeline d'Alliance.

20 [...]

21 Les engagements financiers pris par les expéditeurs d'Alliance à
22 l'égard du projet démontrent fortement que la demande sera
23 suffisante. L'Office reconnaît le savoir-faire commercial des
24 expéditeurs et le fait qu'ils ont été convaincus que les débouchés
25 justifiaient les investissements qu'ils se sont engagés à faire²¹.

26 Les mêmes conclusions peuvent raisonnablement être tirées pour Énergie Est à
27 partir des faits présentés dans la Demande, notamment le fait que, comme il a été
28 indiqué précédemment, les expéditeurs liés par contrat d'Énergie Est se sont
29 engagés à payer environ 27 G\$ en frais liés à la demande au cours de la durée
30 initiale de 20 ans des conventions de services de transport. Les engagements pris
31 par ces expéditeurs représentent d'importantes obligations financières et incitent

¹⁹ Un pipeline utilisé à grande capacité est un pipeline qui est utilisé à un taux élevé de façon relativement constante.

²⁰ $6,00 \text{ \$/b} \times 50\,000 \text{ b} \times 365 \text{ jours} \times 20 \text{ ans} = 2,19 \text{ G\$}$.

²¹ ONÉ, Motifs de décision, GH-3-97, p. 20, 28.

1 fortement les expéditeurs à utiliser l'Oléoduc Énergie Est à une capacité très
2 élevée.

3
4 **Q27. LA CAPACITÉ DE L'OLÉODUC ÉNERGIE EST A-T-ELLE ÉTÉ**
5 **EFFICACEMENT RÉPARTIE?**

6 R27. Oui. Dans le cadre d'un appel de soumissions ouvert, transparent et non
7 discriminatoire, la capacité a été attribuée aux expéditeurs les plus offrants, ce qui
8 correspond à une allocation efficiente, c.-à-d. à l'attribution des ressources aux
9 plus offrants. Ainsi, les droits à la capacité à l'égard du pipeline ont été attribués
10 aux expéditeurs d'une façon efficiente au plan économique. Par ailleurs, les
11 expéditeurs pourront également échanger leurs droits à court ou plus long terme
12 sur un marché secondaire informel. Cette façon de procéder, avec le service
13 ponctuel qu'offrira Énergie Est, assurera que le capacité est constamment
14 attribuée aux expéditeurs qui l'estiment le plus au cours de la durée de vie de
15 l'oléoduc²².

16
17 **Q28. ESTIMEZ-VOUS QUE L'APPEL DE SOUMISSIONS ÉTAIT**
18 **RAISONNABLE?**

19 R28. Oui. Énergie Est a mis en place un processus transparent, juste et équilibré pour
20 les expéditeurs et leur a accordé suffisamment de temps et de renseignements
21 pour leur permettre de prendre une décision informée de même qu'une chance
22 égale de participer. En prévision de l'appel de soumissions, Énergie Est a consulté
23 des expéditeurs éventuels et a négocié avec eux afin de convenir des droits.
24 L'issue positive de l'appel de soumissions, qui a mené à une augmentation de la
25 capacité initiale de l'oléoduc de 525 000 b/j à 1 100 000 b/j, démontre que le
26 processus était raisonnable²³.

27

²² Demande, volume 3, Commercial, section 2, Modalités de transport et droits.

²³ *Id.*, p. 2-2.

1 **Q29. EN PLUS DE RÉPONDRE À LA DEMANDE DU MARCHÉ, L'OLÉODUC**
2 **ÉNERGIE EST ACCROÎTRA-T-IL LA DIVERSIFICATION DES**
3 **DÉBOUCHÉS POUR LES PRODUCTEURS CANADIENS DE PÉTROLE?**

4 R29. Oui. L'Oléoduc Énergie Est procurera une capacité de transport nécessaire
5 supplémentaire permettant le transport de la production de pétrole croissante de
6 l'Ouest canadien vers les marchés de l'Est canadien et de l'Est américain étant
7 donné que ces deux marchés dépendent du pétrole brut coûteux importé à partir
8 des marchés étrangers. En outre, le pétrole canadien est actuellement exporté
9 presque exclusivement vers les marchés américains. En raison de l'expansion de
10 la production américaine de pétrole, le développement d'un marché étranger pour
11 le pétrole canadien est essentiel pour que les producteurs canadiens de pétrole
12 reçoivent la pleine valeur de leur production et, par ricochet, assure que les
13 Canadiens tirent les pleins avantages de la mise en valeur et de la vente de ces
14 ressources naturelles. Le pipeline permet aux producteurs pétroliers de
15 commercialiser leurs produits sur les marchés étrangers tout en procurant aux
16 producteurs de pétrole canadiens un prix supérieur pour la création d'un nouveau
17 débouché offrant une valeur supérieure pour le pétrole canadien. En ayant la
18 capacité de vendre du pétrole canadien sur les marchés étrangers en empruntant
19 l'océan Atlantique, les expéditeurs peuvent atteindre les marchés les plus
20 attrayants au moyen de services garantis et de transport à demande à un prix
21 concurrentiel et prévisible. Comme c'est le cas pour presque tous les marchés de
22 marchandises, l'élimination de restrictions contraignantes (qui peuvent être de
23 nature logistique, contractuelle et financière) sur la capacité d'atteindre les
24 marchés de valeur supérieure produit des gains au plan économique pour les
25 producteurs, élimine les distorsions de prix qui peuvent mener par ailleurs à une
26 utilisation inefficace de la marchandise et aide à promouvoir la prise de décisions
27 d'investissement efficaces au plan économique pour les producteurs et les
28 consommateurs.

29

1 **Q30. LA TAILLE DE L'OLÉODUC ÉNERGIE EST CONCORDE-T-ELLE**
2 **AVEC LES NORMES EN MATIÈRE DE FAISABILITÉ ÉCONOMIQUE**
3 **DE L'OFFICE?**

4 R30. Oui. Comme il en a été question précédemment, un facteur considéré par l'Office
5 était l'établissement d'une taille appropriée pour les installations proposées de
6 façon à promouvoir la rentabilité de la production, c.-à-d. veiller à ce que le coût
7 total pour répondre à la demande du marché soit minimisé, ce qui comprend le
8 fait de s'assurer qu'aucune nouvelle capacité n'est ajoutée si le marché n'est pas
9 en mesure d'en supporter le coût total. Comme il a été indiqué, la taille de
10 l'oléoduc a été établie de façon à répondre à la demande contractuelle ferme de
11 905 000 b/j, plus une capacité raisonnable de transport à demande non souscrit
12 (90 000 b/j) et une capacité pouvant répondre à une demande supplémentaire
13 possible à mesure que le marché prendra de l'expansion (90 000 b/j). Plus de
14 90 pour cent de la capacité garantie de l'Oléoduc Énergie Est est souscrite à ce
15 jour et, comme il a été mentionné précédemment, Énergie Est assume le risque de
16 capacité non souscrite, c'est-à-dire que les expéditeurs ne seront pas tenus
17 responsables en cas de capacité non soucrite. En outre, les conventions de services
18 de transport, qui prévoient un partage efficace et équitable du risque en cas de
19 modification des frais de construction, et les droits fixes, qui procurent un fort
20 incitatif à la gestion des coûts après l'amorce de l'exploitation commerciale,
21 concordent tous deux avec la promotion de la rentabilité de la production.

22
23 En conséquence, la nécessité de construire un pipeline et l'établissement de la
24 taille de celui-ci concordent avec la demande de nouveaux services de transport
25 pétrolier et le marché pour ceux-ci et promeuvent clairement la rentabilité de la
26 production, ce que l'Office a également reconnu comme l'objectif d'une
27 réglementation efficace.

28

1 **Q31. AU MOMENT D'ÉVALUER LA FAISABILITÉ FINANCIÈRE ET**
2 **ÉCONOMIQUE D'UN PROJET PROPOSÉ, L'OFFICE A-T-IL POUR**
3 **PRATIQUE D'EXAMINER D'AUTRES PROJETS CONCURRENTS?**

4 R31. Oui, en ce sens que l'Office examine souvent la question de savoir si un projet
5 proposé est élaboré d'une manière qui concorde avec les principes du marché
6 concurrentiel. Toutefois, même si l'Office considère parfois le cadre concurrentiel
7 dans lequel un projet est proposé, il n'a pas l'habitude d'évaluer ou de considérer
8 les qualités relatives de projets concurrents. Dans la décision OH-1-2007, l'Office
9 a déclaré ce qui suit :

10 Au cours de sa plaidoirie finale, le SCEP a laissé entendre que
11 dans le cas de la demande à l'étude, l'Office devrait interpréter
12 l'intérêt public de façon assez large pour inclure l'examen de cette
13 demande dans le contexte d'autres projets proposés. Or il n'est pas
14 dans les habitudes de l'Office d'entendre une demande visant des
15 installations en la comparant avec d'autres. Il a même déterminé, à
16 l'instance portant sur le projet Sable que la loi ne l'oblige pas à
17 tenir des audiences comparatives²⁴.

18 En d'autres mots, l'Office n'a pas pour pratique de déterminer les gagnants et les
19 perdants. Au moment d'évaluer la faisabilité financière et économique d'un
20 projet, l'Office évalue l'incidence qu'aurait un projet sur la concurrence et
21 intervient uniquement lorsque les forces du marché concurrentiel pourraient ne
22 pas être efficaces. Lorsqu'aucun effet défavorable déraisonnable sur la
23 concurrence n'est prévu, l'Office est d'avis que le marché devrait décider si le
24 projet devrait être finalement construit. L'Office a réitéré cette position en un
25 certain nombre d'occasions dans des décisions passées. Par exemple, dans la
26 décision OH-1-2009, l'Office a déclaré ce qui suit :

27 L'intérêt public est servi, en général, par le libre jeu de la
28 concurrence, sauf si cela entraîne des coûts supérieurs aux
29 avantages acquis²⁵.

30 Par ailleurs, l'Office a conclu dans la décision GH-1-2004 que, « en approuvant le
31 projet, nous donnons au gaz du Mackenzie la possibilité de faire concurrence à

²⁴ ONÉ, Motifs de décision, OH-1-2007, p. 15.

²⁵ ONÉ, Motifs de décision, OH-1-2009, p. 34.

1 d'autres sources gazières. Le rejet du projet bloquerait cette possibilité
2 indéfiniment²⁶ ».

3
4 L'Oléoduc Énergie Est fait partie d'un groupe de pipelines qui est proposé afin de
5 répondre au besoin du marché d'obtenir une capacité de transport par pipeline
6 supplémentaire. Toutefois, la faisabilité économique et financière de l'Oléoduc
7 Énergie Est ne dépend du succès ou de l'échec d'aucun de ces autres projets, et
8 les normes passées de l'Office ne suggèrent pas qu'une comparaison de l'Oléoduc
9 Énergie Est avec ces autres projets serait adéquate. Je crois comprendre
10 qu'Énergie Est et ses expéditeurs seront fin prêts à procéder une fois que l'Office
11 aura fait la recommandation appropriée au gouverneur en conseil et que les
12 approbations requises auront été émises peu importe que les autres projets aillent
13 de l'avant ou non.

14
15 **Q32. À VOTRE AVIS, L'OLÉODUC ÉNERGIE EST S'INSCRIRA-T-IL DANS**
16 **LE CADRE CONCURRENTIEL DU MARCHÉ?**

17 R32. Oui. L'Oléoduc Énergie Est cadre tout à fait avec la promotion d'un marché du
18 transport du pétrole efficace et concurrentiel. Comme l'a souligné l'Office dans
19 des décisions passées, l'intérêt public est mieux servi par le libre jeu de la
20 concurrence. L'Oléoduc Énergie Est promouvra la concurrence en donnant un
21 plus grand nombre d'options aux expéditeurs pour la commercialisation de leurs
22 produits et leur offrira un accès plus vaste au marché en leur permettant de
23 pénétrer non seulement le marché nord-américain mais également les marchés
24 étrangers. Comme l'a indiqué l'Office dans la décision relative au pipeline
25 Keystone XL :

26 De plus, l'Office estime que, à long terme, tous les producteurs de
27 l'Ouest canadien tireraient probablement parti du pipeline
28 Keystone XL parce qu'il ouvre l'accès à plus de marchés, élargit le
29 choix de clients et accroît l'efficacité du marché du transport en
30 favorisant la concurrence entre pipelines²⁷.

²⁶ ONÉ, Motifs de décision, volume 2, chapitre 7, GH-1-2004.

²⁷ ONÉ, Motifs de décision, OH-1-2009, p. 35.

1
2 L'Oléoduc Énergie Est offrira ces mêmes avantages au marché en créant une
3 nouvelle capacité de transport pour les participants du marché pétrolier et en
4 permettant l'intensification de la concurrence entre les pipelines en ce qui a trait à
5 la production non souscrite.

6
7 Selon l'analyse contenue dans le rapport d'IHS, il pourrait y avoir un certain
8 degré de sous-utilisation de la capacité pipelinière totale de la région au cours de
9 la période allant de 2017 à 2030 si tous les projets d'oléoduc actuellement
10 proposés vont de l'avant comme prévu. Toutefois, cela ne signifie pas que
11 l'Oléoduc Énergie Est ou quelque projet parmi les autres projets proposés ne sont
12 pas faisables au plan économique.

13
14 **Q33. POURQUOI LE RISQUE DE SOUS-UTILISATION DE LA CAPACITÉ**
15 **PIPELINIÈRE NE CONSTITUE-T-IL PAS UNE SOURCE DE**
16 **PRÉOCCUPATION OU UNE INDICATION SELON LAQUELLE UN OU**
17 **PLUSIEURS DES PIPELINES PROPOSÉS NE SERAIENT PAS**
18 **NÉCESSAIRES?**

19 R33. Les expéditeurs souhaitent accéder à de multiples marchés et considèrent qu'il est
20 avantageux d'avoir la possibilité d'aller vers le marché qui offre les rentrées
21 nettes les plus élevées à un moment donné, particulièrement lorsque les forces du
22 marché sont imprévisibles. Comme il a été mentionné précédemment, les
23 expéditeurs ont conclu de très importants engagements financiers visant le
24 transport du pétrole sur le pipeline, car ils ont besoin d'un transport par pipeline à
25 long terme assuré vers les raffineries et les marchés maritimes accessibles par des
26 débarcadères dans l'Est canadien.

27
28 En outre, l'équilibre entre l'approvisionnement et la capacité d'acheminement des
29 pipelines indiqué dans le rapport d'IHS montre que l'approvisionnement en
30 pétrole brut devrait croître de façon à rejoindre l'ensemble de la capacité
31 d'acheminement en voie de construction; ainsi, même si tous les projets de

1 pipelines proposés vont de l'avant comme prévu, la nouvelle capacité sera
2 pleinement absorbée d'ici 2027 à 2030. Même si tous les projets d'oléoducs
3 étaient construits dans un intervalle de 10 ans environ, la nouvelle capacité offerte
4 par ces pipelines promouvra la concurrence du marché et des rentrées nettes
5 supérieures pour les producteurs et offrira aux producteurs l'occasion de
6 développer de nouveaux secteurs d'approvisionnement en toute confiance. Qui
7 plus est, le rapport d'IHS, qui suppose que les quatre grands projets d'oléoducs
8 actuellement en développement seront mis en service d'ici 2018, ne constituent
9 pas une prévision proprement dite de la capacité des pipelines; il s'agit plutôt
10 d'une hypothèse de simplification formulée par IHS afin d'estimer les avantages
11 relatifs aux rentrées nettes de l'Oléoduc Énergie Est. Si les autres projets ne vont
12 pas de l'avant, la nécessité de construire l'Oléoduc Énergie Est sera encore plus
13 importante.

14
15 Il est très important de disposer d'une capacité de transport par pipeline
16 suffisante. Comme il a été observé sur le marché entre 2011 et le début de 2013,
17 une capacité insuffisante amène à d'importants escomptes sur les prix pour
18 l'approvisionnement en pétrole brut de l'Ouest canadien. L'accès inadéquat aux
19 pipelines des producteurs de l'Alberta a mené à d'importants escomptes sur le
20 pétrole brut canadien, ce qui a entraîné dans l'ensemble une réduction des revenus
21 enregistrés par les producteurs se situant entre 15 G\$ et 19 G\$. Ces pertes de
22 revenus subies par les producteurs devraient être comparées avec les coûts
23 considérablement inférieurs que devraient assumer les expéditeurs qui détiennent
24 une certaine capacité excédentaire.

25
26 Compte tenu de ce rapport hautement asymétrique entre les coûts et les avantages,
27 on peut considérer que les expéditeurs prennent une décision rationnelle au plan
28 économique en s'engageant envers Énergie Est et d'autres projets de façon
29 inconditionnelle même si une certaine capacité excédentaire temporaire pourrait
30 en découler si tous les projets sont développés comme prévu et à temps. En outre,
31 je suis d'avis que les questions concernant l'intérêt public devraient tenir compte
32 de la nouvelle dynamique des marchés pétroliers. La nécessité de construire de

1 nouvelles installations de pipeline ne correspond pas simplement à la différence
2 entre l'approvisionnement prévu et la capacité d'acheminement actuelle. Le
3 marché a également besoin : (i) de flexibilité; (ii) d'accès diversifiés au marché;
4 (iii) de la capacité de gérer le risque associé au fait de faire concurrence sur de
5 multiples marchés; et (iv) de la capacité de gérer les risques de développement et
6 d'exploitation.

7
8 **Q34. VEUILLEZ EXPLIQUER COMMENT CES NOUVEAUX ENJEUX**
9 **CONTRIBUENT À LA NÉCESSITÉ DE CONSTRUIRE UNE NOUVELLE**
10 **CAPACITÉ DE TRANSPORT PAR OLÉODUC.**

11 R34. Comme le décrit le rapport d'IHS, la production canadienne de pétrole brut
12 dépend historiquement des marchés de raffinage du Canada, du Midwest
13 américain et du Nord-Ouest du Pacifique auxquels on peut accéder par un nombre
14 relativement restreint de pipelines affectés à des marchés réservés. Toutefois, le
15 fait que la production de pétrole brut de l'Ouest canadien connaît un essor
16 marqué, combiné à l'expansion de la production américaine de pétrole brut et à la
17 demande relativement stable en raffinage, a mené à une nouvelle structure du
18 marché dans le cadre de laquelle les producteurs recherchent l'accès à un plus
19 grand nombre de débouchés pour leur production et à une infrastructure de
20 transport leur permettant d'accéder à ces débouchés. Afin de répondre à ces
21 demandes d'accès accru, le réseau d'oléoducs canadien doit être reconfiguré de
22 façon à aller au-delà de son rôle traditionnel consistant à acheminer le pétrole brut
23 vers les raffineries à l'intérieur du continent et doit également offrir un meilleur
24 accès à l'Est canadien et à la côte est des États-Unis, qui dépendent actuellement
25 du pétrole brut coûteux importé des marchés étrangers.

26
27 L'élaboration d'une « approche du portefeuille » plus diversifiée de la
28 commercialisation reflète également le fait que différents marchés offrent des
29 rentrées nettes considérablement différentes pour les producteurs et que l'intérêt
30 relatif des marchés peut changer rapidement selon l'évolution de l'offre et de la
31 demande. L'approche du portefeuille de la commercialisation exige que

1 l'infrastructure de transport puisse accommoder l'évolution des préférences du
2 marché, ce qui crée ensuite de la valeur en donnant l'option et la capacité de
3 rediriger les échanges selon la conjoncture du marché. La volonté des expéditeurs
4 de s'engager à payer des frais fixes d'achat ferme pour la capacité de transport par
5 pipeline vers de multiples marchés est logique au plan économique dans ce
6 contexte et le fait d'offrir un accès à divers marchés permet aux producteurs et
7 aux propriétaires de ressources canadiens de maximiser la valeur qu'ils tirent de la
8 production pétrolière. Les expéditeurs reconnaissent également qu'il se peut que
9 certains projets ne soient pas développés comme prévu ou à temps et que même
10 une fois l'exploitation commerciale amorcée, une certaine part de la capacité
11 pourrait ne pas être totalement disponible en tout temps. Dans l'ensemble, les
12 frais de transport du pétrole sont faibles par rapport à la valeur du produit expédié.

13
14 Tous ces facteurs contribuent à la demande d'une capacité supplémentaire de
15 transport par oléoduc et justifient les aspects économiques associés au fait de
16 détenir une capacité qui pourrait ne pas être utilisée chaque jour de l'année et d'en
17 assumer les coûts. Par conséquent, je suis d'avis que l'Oléoduc Énergie Est est en
18 phase avec les nouvelles dynamiques du marché concernant la nécessité de
19 disposer de diverses options ainsi que d'une flexibilité en matière de transport par
20 pipeline et n'entraînera pas un degré déraisonnable de sous-utilisation des actifs
21 d'oléoduc, existants ou nouveaux.

22
23 **Q35. L'OFFICE TIENT-IL ÉGALEMENT COMPTE DES BESOINS ACTUELS**
24 **ET FUTURS EN SERVICES DE TRANSPORT AU MOMENT**
25 **D'ÉVALUER UN PROJET?**

26 R35. Oui. Dans sa décision concernant le pipeline Keystone XL dans l'instance
27 OH-1-2009, l'Office a indiqué clairement que les besoins actuels et futurs en
28 services de transport doivent être pris en compte au moment de développer des
29 pipelines.

30 L'Office estime, toutefois, que pour répondre à l'objectif
31 d'efficacité, une conception prudente doit tenir compte des
32 besoins tant actuels que futurs en services de transport pendant la

1 vie utile d'un projet. L'Office juge que la conception du pipeline
2 Keystone XL, tel qu'il est proposé, reflète un équilibre raisonnable
3 entre les besoins actuels et prévus des expéditeurs, dans une
4 perspective à long terme, vu le potentiel d'approvisionnement du
5 BSOC et la taille du marché de la CAGM²⁸.

6 Cette façon de faire s'applique également à l'évaluation par l'Office de
7 l'ensemble actuellement proposé d'oléoducs, dont Énergie Est. Un certain degré
8 de diversité promeut l'efficience économique, prend en compte la possibilité
9 d'une augmentation future de la demande et ne va pas à l'encontre de la faisabilité
10 économique du pipeline. Lorsque les expéditeurs ont indiqué leur volonté
11 d'assumer les coûts d'une telle diversité d'options à long terme, il est conforme à
12 l'intérêt public de permettre aux développeurs de construire de nouveaux
13 pipelines afin de répondre aux besoins actuels et futurs et de permettre un certain
14 degré de choix ou d'alternances entre les marchés.

16 ***D. RETOMBÉES ÉCONOMIQUES PRÉVUES DE L'OLÉODUC ÉNERGIE EST***

17 **Q36. L'OLÉODUC ÉNERGIE EST DEVRAIT-IL PRODUIRE DES**
18 **RETOMBÉES ÉCONOMIQUES IMPORTANTES POUR LE CANADA?**

19 R36. Oui. Selon les études réalisées, on prévoit que des avantages importants seront
20 tirés au plan de la macroéconomie et du secteur de l'énergie pour le Canada dans
21 son ensemble ainsi que pour les producteurs pétroliers du BSOC en particulier.
22 Plus précisément, selon le rapport du Conference Board et le rapport de Nichols,
23 l'Oléoduc Énergie Est et le PRPE produiront d'importants avantages
24 macroéconomiques au fédéral et au provincial totalisant plus de 100 G\$²⁹,
25 notamment ceux qui suivent :

- 26 • un nombre estimatif de 128 337 années-personnes de travail (équivalents
27 temps plein ou « ETP ») au cours de la phase de développement,
28 l'Ontario, le Québec et le Nouveau-Brunswick devant bénéficier d'environ
29 77 pour cent de ces avantages en matière d'emploi, et 88 193 années-

²⁸ ONÉ, Motifs de décision, OH-1-2009, p. 18-19.

²⁹ Tous les avantages décrits, tels que quantifiés par le rapport du Conference Board, sont en dollars de 2013.

1 personnes ETP supplémentaires au cours des 20 premières années
2 d'exploitation, l'Ontario, le Québec et les Prairies (c'est-à-dire l'Alberta,
3 la Saskatchewan et le Manitoba) bénéficiant de 91 pour cent de cet
4 avantage³⁰;

- 5 • 36,4 G\$ en effets totaux estimatifs sur le PIB au Canada entre 2013 et
6 2038;
- 7 • 7,7 G\$ en recettes de l'État supplémentaires provenant de la construction
8 et de l'exploitation de l'Oléoduc Énergie Est au cours des 25 premières
9 années d'exploitation;
- 10 • 58,9 G\$ en paiements d'impôt sur le revenu et en redevances aux niveaux
11 fédéral et provinciaux en raison des rentrées nettes plus élevées pour les
12 producteurs de pétrole; et
- 13 • 48,3 M\$ par année en recettes supplémentaires tirées de l'impôt foncier en
14 Alberta, au Manitoba, au Nouveau-Brunswick, en Ontario, au Québec et
15 en Saskatchewan, collectivement.

16 Le rapport d'IHS indique que l'Oléoduc Énergie Est permettra au pétrole brut
17 lourd de l'Ouest canadien de concurrencer l'approvisionnement mexicain et
18 sud-américain qui, à l'heure actuelle, fournit en pétrole brut lourd les raffineries
19 de la côte américaine du golfe du Mexique.

20
21 **Q37. L'OLÉODUC ÉNERGIE EST DEVRAIT-IL ÉGALEMENT PROCURER**
22 **DES AVANTAGES AUX PRODUCTEURS CANADIENS DE PÉTROLE**
23 **ET AUX AUTRES PARTICIPANTS DU MARCHÉ QUI NE SONT PAS**
24 **DES EXPÉDITEURS LIÉS PAR CONTRAT À L'ÉGARD DU PROJET DE**
25 **PIPELINE?**

26 R37. Oui. Le pétrole est activement négocié sur de vastes marchés multinationaux
27 hautement liquides sur lesquels les occasions d'arbitrage sont rapidement
28 exploitées, de sorte que la loi du prix unique prévaut. Sur ces marchés, les prix
29 sont établis par le principe du fournisseur marginal et du consommateur marginal.
30 Les développements de l'infrastructure, qui améliorent l'efficacité du marché ou
31 en retirent économiquement les contraintes, permettent d'améliorer le bien-être
32 économique général de tous les participants. En offrant aux producteurs canadiens

³⁰ Projet d'oléoduc Énergie Est : les retombées économiques pour le Canada et ses régions, le Conference Board du Canada, tableau 1.

1 un meilleur accès à un vaste marché estimable auquel on ne peut accéder
2 facilement au moyen de l'infrastructure existante, l'Oléoduc Énergie Est
3 permettrait à l'ensemble des producteurs canadiens de profiter de prix supérieurs.
4 Sur ce marché, la suppression des contraintes de livraison vers un marché à valeur
5 supérieure équivaut dans les faits à une augmentation soudaine de la demande
6 provenant d'un vaste nouveau marché, ce qui augmente les prix pour les
7 producteurs qui n'auraient pu accéder par ailleurs au marché à valeur supérieure.

8
9 Plus précisément, le rapport d'IHS conclut que le développement de l'Oléoduc
10 Énergie Est avec les autres principaux projets d'oléoducs entraînera des prix du
11 pétrole supérieurs pour l'ensemble du marché par rapport à un scénario de
12 référence supposant qu'aucun de ces projets n'est construit. Selon ses prévisions
13 de l'offre en 2014, IHS estime que les avantages totaux en matière de revenus
14 pour les producteurs attribuables à l'ensemble des principaux projets d'oléoducs
15 pourraient atteindre 568 G\$ d'ici 2038. Comme Énergie Est représente environ
16 32 pour cent de la capacité supplémentaire supposée, les avantages estimatifs
17 attribuables à l'accès au marché fourni par Énergie Est équivalent à environ
18 182 G\$.

19
20 En outre, l'Oléoduc Énergie Est devrait produire des avantages pour les raffineurs
21 du Québec et du Nouveau-Brunswick en réduisant leur coût d'accès au pétrole
22 brut, notamment en remplaçant le transport ferroviaire par le transport par
23 pipeline, ce qui, selon IHS, devrait représenter une économie de 10,50 \$ par baril.
24 Ces coûts inférieurs des matières premières devraient permettre aux raffineries de
25 l'Est canadien de réduire leur dépendance envers les sources étrangères de pétrole
26 brut et d'améliorer leur concurrentialité, ce qui en accroîtra la viabilité
27 économique à long terme.

28

1 **Q38. L'OLÉODUC ÉNERGIE EST ACCROÎTRA-T-IL ÉGALEMENT LA**
2 **QUALITÉ ET LA VALEUR DU SERVICE POUR LES EXPÉDITEURS DE**
3 **PÉTROLE?**

4 R38. Oui. Avec l'Oléoduc Énergie Est, les expéditeurs liés par contrat pourront obtenir
5 un accès garanti à une capacité de transport pendant 20 ans et auront la possibilité
6 de renouveler leurs contrats pour une durée supplémentaire. En outre, les
7 expéditeurs auront accès à 90 000 b/j réservés à la capacité de transport à
8 demande, à 90 000 b/j supplémentaires de volumes réservés non visés par un
9 contrat et à l'occasion éventuelle d'accéder à une capacité supplémentaire sur un
10 marché secondaire informel. L'Oléoduc Énergie Est aidera les expéditeurs à
11 conclure des affaires à long terme en toute confiance étant donné que, aux termes
12 des contrats, ils paieront des droits stables et prévisibles pendant 20 ans. Ainsi,
13 l'Oléoduc Énergie Est améliorera la capacité, la qualité et la fiabilité des options
14 en matière de services de transport offertes sur le marché.

15
16 **VI. CESSION D'ACTIFS – CONVERSION DU GAZ AU PÉTROLE**

17 **Q39. VEUILLEZ DÉCRIRE LES INSTALLATIONS FAISANT L'OBJET DE**
18 **LA CONVERSION, C.-À-D. LES INSTALLATIONS QUI SERONT**
19 **CÉDÉES À ÉNERGIE EST ET QUI SERONT CONVERTIES DU**
20 **TRANSPORT GAZIER AU TRANSPORT PÉTROLIER.**

21 R39. Comme il est décrit dans le volume 2, section 1 de la Demande, trois régions sont
22 visées par l'opération de cession proposée, soit les Prairies, la ligne du nord de
23 l'Ontario et le triangle de l'Est, qui comportent chacune un ensemble d'actifs qui
24 seront convertis du gaz au pétrole. Plus particulièrement :

- 25 • ligne des Prairies : 940 km sur la ligne 100-4, qui se compose d'une
26 conduite de 1 067 mm (DN 42) entre MLV 2 près de Burstall, en
27 Saskatchewan et la station 41 près d'Île des Chênes, au Manitoba;
- 28 • ligne du nord de l'Ontario : 1 640 km sur la ligne 100-4 (DN 42) et
29 tronçons de la ligne 100-3 (DN 42) entre la station 41 près d'Île des
30 Chênes, au Manitoba et la station 116 près de North Bay Junction, en
31 Ontario; et

- triangle de l'Est : 420 km sur la ligne 1200-2, soit la conduite de 1 067 mm (DN 42) faisant partie du raccourci de North Bay entre North Bay Junction et Iroquois Junction en Ontario.

Q40. QUELS SONT LES FACTEURS CONSIDÉRÉS PAR L'OFFICE AU MOMENT DE DÉTERMINER LE CARACTÈRE RAISONNABLE D'UNE DEMANDE DE CESSION D'INSTALLATIONS?

R40. L'article 74 de la Loi sur l'ONÉ régit la cession des actifs de pipeline. L'Office a statué que la norme réglementaire applicable à toute demande de cession d'installations est l'intérêt public. L'Office doit considérer tous les facteurs qui concernent l'intérêt public, notamment les intérêts des expéditeurs, des producteurs et des consommateurs de pétrole et de gaz naturel. Dans la décision MH-1-2006, l'Office a statué :

L'Office estime pour sa part que dans la Loi, le législateur lui a donné une orientation explicite quant au critère à appliquer aux demandes en vertu de l'article 74. La partie I de la Loi constitue l'Office national de l'énergie et précise ses pouvoirs. Selon l'Office, l'article 12 de la Loi, lorsqu'il est examiné en conformité avec les principes de l'interprétation des lois suggérés par Driedger et la Cour suprême, exige de l'Office qu'il évalue la demande de transfert en fonction de l'intérêt public. Pour remplir son mandat, *l'Office doit donc examiner les demandes à la lumière d'un critère plus large que le préjudice pour les expéditeurs qui utilisent le gazoduc*³¹.

La rubrique R du Guide de dépôt aborde le transfert de propriété, la cession ou prise à bail ou la fusion en vertu de l'article 74 :

Dans le cas d'un pipeline déjà réglementé par l'Office, une ordonnance ou un certificat d'utilité publique aurait été délivré à l'égard de l'installation si l'Office avait déterminé que :

- l'installation serait construite et exploitée d'une manière sécuritaire et respectueuse de l'environnement;
- l'installation comportait un caractère d'utilité publique, tant pour le présent que pour le futur.

³¹ ONÉ, Motifs de décision, MH-1-2006, p. 16; notre soulignement.

1 C'est pourquoi, dans le cas d'une opération de vente, de cession ou
2 de prise à bail, d'achat ou de fusion, l'Office doit obtenir
3 l'assurance que l'exploitation de l'installation en cause continuera
4 d'être conforme à l'intérêt public, et cela malgré tout changement
5 qu'il est prévu d'apporter au cadre de gestion ou à la configuration
6 de l'installation.

7 Même si la norme de l'intérêt public à titre de critère adéquat pour évaluer une
8 cession d'actifs de pipeline a été contestée par le passé, l'Office a rejeté
9 explicitement la notion selon laquelle une cession devrait être approuvée
10 uniquement s'il peut être démontré qu'elle ne cause pas de préjudice aux
11 expéditeurs gaziers :

12 L'application du critère proposé de l'absence de préjudice serait
13 d'ailleurs contraire aux nombreuses décisions de l'Office et des
14 tribunaux, lesquels ont statué que l'Office dispose d'un grand
15 pouvoir discrétionnaire pour déterminer ce qui est pertinent dans
16 l'exercice de son mandat. Si l'Office faisait sienne l'interprétation
17 étroite que les parties en faveur du critère de l'absence de préjudice
18 le prient d'adopter, cela l'obligerait à favoriser automatiquement
19 l'intérêt des expéditeurs et d'exclure l'intérêt d'autres personnes ou
20 d'autres facteurs d'intérêt public, ce qui rendrait stérile le large
21 mandat que lui a conféré le Parlement. Certes, l'intérêt des
22 expéditeurs gaziers revêt une grande importance dans l'affaire
23 visée aux présentes, mais cet intérêt n'est pas le seul facteur que
24 l'Office doit examiner. L'Office a le devoir d'examiner tous les
25 éléments qui concernent l'intérêt public et ce, dans chaque affaire
26 dont il est saisi³².

28 **Q41. COMMENT AVEZ-VOUS ÉVALUÉ L'INTÉRÊT PUBLIC ASSOCIÉ À**
29 **LA CESSION PROPOSÉE D'ACTIFS DES INSTALLATIONS FAISANT**
30 **L'OBJET DE LA CONVERSION?**

31 R41. Il importe de déterminer en bout de ligne si l'intérêt public est mieux servi selon
32 que les installations faisant l'objet de la conversion sont utilisées pour le transport
33 du pétrole ou du gaz. Pour ce faire, il faut évaluer l'effet qu'a la cession des
34 installations faisant l'objet de la conversion sur la qualité et les coûts engagés
35 pour répondre à la demande en matière de transport du pétrole, d'une part, et de

³² ONÉ, Motifs de décision, MH-1-2006, p. 16-17.

1 transport du gaz naturel, d'autre part. L'incidence sur la qualité et les coûts
2 engagés pour répondre à la demande de transport gazier est également très
3 influencée par la proposition de TransCanada concernant de nouvelles
4 installations gazières de remplacement qui permettront à la canalisation principale
5 de continuer à satisfaire à l'ensemble de ses obligations de transport garanti
6 existantes et raisonnablement prévisibles. Comme je l'ai énoncé précédemment,
7 j'ai conclu que les questions d'intérêt public associées à la conversion proposée
8 ne peuvent être pleinement appréciées que si elles sont considérées dans le cadre
9 d'une évaluation plus large des questions d'intérêt public associées à l'ensemble
10 du Projet. En d'autres termes, cette évaluation pose la question, et y répond, de
11 déterminer si la cession permet une utilisation accrue et améliorée des
12 installations faisant l'objet de la conversion et si les avantages de la cession
13 surpassent les inconvénients. En l'instance, la question de savoir si la cession
14 représente une utilisation accrue et améliorée nécessite la considération de
15 facteurs économiques, environnementaux, sociaux, politiques et autres et
16 nécessite d'abord de déterminer si les effets nets de la cession promeuvent
17 l'intérêt public ou y sont défavorables.

18 *A. Qualité du service garanti*

19 **Q42. QUELS SONT LES ASPECTS ÉCONOMIQUES DE L'INTÉRÊT PUBLIC**
20 **ASSOCIÉS À LA QUALITÉ DU TRANSPORT GAZIER DÉCOULANT**
21 **DE LA CESSION DES INSTALLATIONS FAISANT L'OBJET DE LA**
22 **CONVERSION À ÉNERGIE EST?**

23 R42. La principale préoccupation concernant la qualité du transport du gaz naturel est
24 que le service garanti souscrit par les expéditeurs soit maintenu en tout temps
25 après la cession des installations faisant l'objet de la conversion. En ce qui
26 concerne le transport gazier, l'intérêt public pourrait être compromis si la qualité
27 des services de transport garanti du gaz naturel, existants et prévus, se dégrade
28 après la cession.

29

1 **Q43. L’OFFICE A-T-IL DÉSIGNÉ PAR LE PASSÉ UNE NORME**
2 **PERMETTANT D’ÉVALUER LA CAPACITÉ SUFFISANTE D’UN**
3 **PIPELINE DANS LE CADRE D’UNE CESSION D’ACTIFS?**

4 R43. Oui. Dans la décision MH-1-2006, l’Office a défini la norme permettant d’évaluer
5 si la capacité d’un pipeline est suffisante de la façon suivante :

6 L’Office juge que le critère pertinent pour déterminer ce qui
7 représente une capacité suffisante dans le réseau principal est
8 *l’aptitude du pipeline à répondre aux demandes attendues de*
9 *service garanti*³³.

10 Dans la même décision, l’Office a conclu, au moment de discuter la norme de
11 l’intérêt public qu’il applique aux demandes de cession, que « les expéditeurs de
12 gaz ont droit uniquement au service pour lequel ils ont souscrit; ils n’ont pas droit
13 à l’utilisation d’installations particulières³⁴ ». En outre, l’Office a également
14 conclu que cela constituerait une utilisation inefficace, voire un gaspillage, des
15 ressources d’exiger que la capacité pipelinière soit réservée pour les besoins de
16 pointe pour lesquels les expéditeurs ont refusé de conclure des contrats et qu’il
17 serait conforme à l’intérêt public de proposer une autre utilisation des actifs
18 sous-utilisés³⁵.

19
20 Le service interruptible à l’égard de la canalisation principale correspond à la
21 capacité pipelinière disponible qui n’est pas utilisée pour le service garanti. De la
22 capacité supplémentaire pourrait également devenir disponible à l’occasion en
23 raison de la température ambiante ou du mode d’établissement de la capacité
24 nominale, qui est fondé sur la perte d’une unité essentielle. Le service
25 interruptible, que l’on désigne à juste titre comme le service discrétionnaire à
26 l’égard de la canalisation principale, c’est-à-dire que sa disponibilité, et donc sa
27 qualité, peut varier et varie en effet selon l’utilisation de la capacité garantie.
28 Ainsi, le service interruptible ne comporte pas de qualité de service minimal mais

³³ ONÉ, Motifs de décision, MH-1-2006, p. 54; notre soulignement.

³⁴ *Id.*, p. 61-62.

³⁵ *Id.*, p. 54, 61, 65.

1 est plutôt disponible à l'occasion selon le degré et l'utilisation de la capacité
2 garantie sur la canalisation principale par rapport à la capacité disponible sur un
3 trajet donné.

4
5 **Q44. ADVENANT LA CESSION DES INSTALLATIONS FAISANT L'OBJET**
6 **DE LA CONVERSION À ÉNERGIE EST, LE SERVICE GARANTI**
7 **EXISTANT OU PRÉVU SUR LA CANALISATION PRINCIPALE SE**
8 **DÉGRADERA-T-IL?**

9 R44. Non. TransCanada a pris un certain nombre de mesures raisonnables pour
10 s'assurer que le service garanti sur la canalisation principale ne se dégradera pas
11 advenant la cession des installations faisant l'objet de la conversion à Énergie Est
12 en vue du transport du pétrole. Ces mesures comprennent la réalisation d'appels
13 de soumissions pour le service garanti sur la canalisation principale, la réalisation
14 d'une prévision des besoins futurs de la canalisation principale et la proposition
15 de construire de nouvelles installations supplémentaires sur la canalisation
16 principale dans le triangle de l'Est de façon que tous les engagements garantis
17 actuels puissent continuer d'être remplis après la cession. En outre, les
18 installations du triangle de l'Est continueront de pouvoir être agrandies par des
19 ajouts raisonnables de compresseurs et de nouveaux doublements visant à
20 répondre aux besoins futurs en matière de service garanti.

21
22 **Q45. VEUILLEZ DÉCRIRE L'APPEL DE SOUMISSIONS POUR LA**
23 **CANALISATION PRINCIPALE QU'A RÉALISÉ TRANSCANADA AFIN**
24 **D'ÉVALUER LA DEMANDE EN CAPACITÉ PIPELINIÈRE DES**
25 **EXPÉDITEURS GAZIERS.**

26 R45. Comme il est décrit dans le volume 2, section 4 de la Demande, à l'annonce de
27 l'Oléoduc Énergie Est, TransCanada a informé les expéditeurs de la canalisation
28 principale que la capacité non souscrite sur certains trajets pourrait ne pas être
29 disponible après la cession d'actifs. L'occasion a été offerte aux expéditeurs qui
30 recouraient au service discrétionnaire de souscrire des services garantis
31 supplémentaires. TransCanada a réalisé un appel de soumissions, qui s'est terminé

1 en janvier 2014 et qui portait sur le service qui sera offert à compter de
2 novembre 2016 (l'« appel de soumissions pour novembre 2016 »), afin de donner
3 l'occasion aux expéditeurs gaziers de conclure des contrats de services de
4 transport garanti sur la canalisation principale pour les besoins en matière de
5 service garanti supplémentaire ou pour les expéditeurs qui souhaitaient consolider
6 le service garanti à court terme ou le service interruptible qu'ils utilisaient. Le
7 2 juillet 2014, TransCanada a reçu des conventions préalables résultant de l'appel
8 de soumissions pour novembre 2016 visant 350 TJ/j de service garanti dans le
9 triangle de l'Est pour une durée de 15 ans.

10
11 En outre, comme il est également décrit dans le volume 2, section 4 de la
12 Demande, afin de déterminer la capacité suffisante nécessaire pour répondre aux
13 besoins existants en matière de service garanti et accommoder les nouvelles
14 demandes de service garanti, TransCanada a organisé un appel de soumissions
15 pour la gestion de la capacité qui donnait l'occasion aux expéditeurs de réduire
16 leurs engagements contractuels qui contribueraient à la nécessité de construire de
17 nouvelles installations. TransCanada souhaitait le renversement de services de
18 transport garanti, qui aurait pu aider à réduire ou à éliminer les installations
19 supplémentaires requises par suite de l'appel de soumissions pour
20 novembre 2016. TransCanada a également demandé aux expéditeurs qui
21 détenaient alors des contrats garantis, lesquels contribuaient à la nécessité de
22 nouvelles installations, de l'informer s'ils ne comptaient pas renouveler leurs
23 contrats au-delà du 31 octobre 2016. TransCanada n'a reçu aucune manifestation
24 d'intérêt de la part d'expéditeurs à l'égard de ces mesures volontaires qui visaient
25 à réduire la nécessité de construire de nouvelles installations.

26
27 À mon avis, l'appel de soumissions pour novembre 2016 et l'appel de
28 soumissions pour la gestion de la capacité constituaient tous deux des mécanismes
29 adéquats par lesquels TransCanada a été en mesure d'offrir sa capacité à toutes les
30 parties intéressées de façon non discriminatoire et ouverte et de déterminer

1 raisonnablement quelles installations étaient nécessaires afin de satisfaire à ses
2 engagements existants et nouveaux en matière de service garanti.

3
4 **Q46. L'ÉVOLUTION DES MARCHÉS GAZIERS NORD-AMÉRICAINS A-T-**
5 **ELLE EU UNE INCIDENCE SUR LA SOURCE**
6 **D'APPROVISIONNEMENT DES EXPÉDITEURS ET SUR LEUR**
7 **CONCLUSION DE CONTRATS À L'ÉGARD DE LA CANALISATION**
8 **PRINCIPALE?**

9 R46. Oui. Dans les dernières années, les marchés gaziers nord américains ont évolué
10 considérablement en raison de l'offre accrue de gaz de schiste en provenance des
11 États-Unis. De nouvelles sources d'approvisionnement très vastes, comme le
12 schiste Marcellus et le schiste Utica, ont entraîné des changements structurels
13 majeurs sur le marché nord-américain en général et pour la canalisation principale
14 en particulier. En fait, la croissance rapide imprévue de la production de gaz de
15 schiste dans les bassins Utica et Marcellus aux États-Unis, qui sont situés très près
16 des marchés domestiques et d'exportation de TransCanada sur la partie est de son
17 réseau, a profondément perturbé de nombreux marchés gaziers qui étaient
18 traditionnellement desservis par la canalisation principale.

19
20 Plus précisément, comme la production de gaz de schiste a fortement augmenté au
21 cours des dernières années, les prix du gaz naturel ont diminué par rapport au
22 niveau observé lorsque l'offre n'était pas aussi abondante. Même si les prix du
23 gaz naturel réduits ont tendance à mener à une réduction des activités
24 d'exploration et de développement dans les bassins traditionnels et à une
25 augmentation de la demande, l'offre a cependant continué de croître. Cette
26 disponibilité accrue du gaz de schiste américain à proximité des marchés
27 consommateurs a mené à une réduction de la demande en approvisionnement du
28 BSOC, ce qui a conduit à son tour à une réduction des contrats de transport sur
29 longue distance sur la canalisation principale de TransCanada. En outre,
30 l'emplacement du nouvel approvisionnement a transformé le schéma historique

1 des flux des pipelines. TransCanada explique les incidences du nouvel
2 approvisionnement sur le triangle de l'Est de la façon suivante :

- 3 • La croissance rapide des nouvelles sources d'approvisionnement en gaz
4 naturel provenant des zones de gaz de schiste Marcellus et Utica dans le
5 nord-est des États-Unis qui jouxtent le triangle de l'Est a fait reculer et
6 continuera de faire reculer la demande en exportation provenant du
7 triangle de l'Est.
- 8 • Le nombre important de projets de pipelines annoncés afin de permettre
9 l'accès à l'approvisionnement de Marcellus et d'Utica et les
10 augmentations récentes des projections de la production provenant de ces
11 sources d'approvisionnement offrent une preuve convaincante selon
12 laquelle des quantités croissantes d'approvisionnement américain seront
13 importées vers l'Est du Canada.
- 14 • La poursuite de ces tendances, qui sont déjà observées et qui continueront
15 de l'être dans un proche avenir, indique que les installations de transport
16 du gaz naturel vers l'Est du Canada devront de plus en plus permettre la
17 livraison de l'approvisionnement provenant de l'Est des États-Unis plutôt
18 que du BSOC, ce qui indique que le Projet du réseau principal de l'Est
19 représente un ensemble adéquat d'installations afin de répondre à la
20 demande du triangle de l'Est.
- 21 • En plus de répondre à la demande à court et à moyen terme du marché, le
22 Projet du réseau principal de l'Est de TransCanada facilitera les
23 importations accrues de gaz naturel vers le triangle de l'Est par le trajet le
24 plus direct, ce qui améliorera la constance régionale de
25 l'approvisionnement dans une perspective à long terme³⁶.

26
27 **Q47. ESTIMEZ-VOUS QUE CES CHANGEMENTS STRUCTURELS DANS LE**
28 **MARCHÉ GAZIER NORD-AMÉRICAIN ONT UNE INCIDENCE SUR**
29 **LES ASPECTS ÉCONOMIQUES DE L'INTÉRÊT PUBLIC ASSOCIÉS À**
30 **LA RÉAFFECTATION DES INSTALLATIONS FAISANT L'OBJET DE**
31 **LA CONVERSION AU TRANSPORT DU PÉTROLE?**

32 R47. Oui. À mon avis, ces changements structurels ayant transformé le marché gazier
33 nord-américain influencent grandement les aspects économiques de l'intérêt
34 public associés à la réaffectation des installations faisant l'objet de la conversion
35 au transport du pétrole. L'Office a expressément reconnu que les changements

³⁶ Demande, vol. 2, section 4, p. 4-10.

1 dans le marché gazier nord-américain influent sur la viabilité économique de la
2 canalisation principale. Dans sa décision RH-03-2011, l'Office a déclaré ce qui
3 suit :

4 L'évolution du contexte commercial, notamment du point de vue
5 de l'offre de gaz naturel, des marchés et des pratiques
6 contractuelles, a influé sur la viabilité économique à long terme du
7 réseau principal. La persistance des bas prix du gaz naturel a
8 provoqué un ralentissement du forage dans le BSOC, donnant lieu
9 à une diminution des volumes de gaz livrés au tronçon ouest du
10 réseau principal. Conjuguée à la baisse du nombre de contrats de
11 SG à grande distance, cette situation s'est soldée par une chute du
12 débit du réseau principal. La hausse des droits, attribuable en partie
13 à la baisse des contrats de SG à grande distance, a aussi nui à la
14 capacité du réseau principal d'attirer des expéditeurs³⁷.

15 Dans la même décision, l'Office a également prévu la possibilité que
16 l'environnement concurrentiel dans lequel la canalisation principale exerce ses
17 activités pourrait inciter TransCanada à envisager d'autres utilisations pour la
18 canalisation principale lorsqu'il a déclaré ce qui suit :

19 Le réseau principal fait face à un risque de concurrence accru.
20 Dans cette optique, nous lui avons fourni les outils nécessaires
21 pour maîtriser ce risque et, grâce à la surveillance réglementaire et
22 à la mise en place d'un processus de réglementation souple, opérer
23 les changements nécessaires. Nous jugeons qu'il est important de
24 procéder ainsi, peu importe ce que l'avenir réserve au réseau
25 principal, c'est-à-dire qu'il continue à offrir des services de
26 livraison du gaz en utilisant la totalité ou une partie de ses
27 installations.

28 [...]

29 Ainsi, selon nous, le virement d'amortissement cumulé aurait une
30 incidence inconnue, mais peut-être importante, si une partie des
31 actifs du réseau principal était réaffectée au service de transport de
32 pétrole dans l'avenir³⁸.

33 Compte tenu de la conjoncture du marché actuelle et prévue, il est très peu
34 probable que la capacité provenant du BSOC sur la canalisation principale soit
35 insuffisante à l'avenir advenant la réaffectation des installations faisant l'objet de

³⁷ ONÉ, motifs de décision, RH-03-2011, p. 8.

³⁸ *Id.*, p. 4, 72; notre soulignement.

1 la conversion au transport pétrolier. Par conséquent, j'estime qu'il n'est pas dans
2 l'intérêt public de conserver les installations faisant l'objet de la conversion pour
3 le transport gazier lorsque leur utilisation pour le transport pétrolier fournit de
4 toute évidence un accès en temps opportun aux marchés pétroliers et offre des
5 avantages importants en atténuant les restrictions existantes sur
6 l'approvisionnement pétrolier de l'Ouest canadien.

7
8 **Q48. COMPTE TENU DE L'ÉVOLUTION DES CONDITIONS DU MARCHÉ,**
9 **TRANSCANADA A-T-ELLE ENTREPRIS UNE ANALYSE VISANT À**
10 **ÉVALUER LES BESOINS EN SERVICE GARANTI SUR LA**
11 **CANALISATION PRINCIPALE APRÈS LA CESSION DES**
12 **INSTALLATIONS FAISANT L'OBJET DE LA CONVERSION À**
13 **ÉNERGIE EST?**

14 R48. Oui. Comme il est décrit dans le volume 2, section 5 de la Demande,
15 TransCanada a élaboré une prévision des débits qui intègre un aperçu de
16 l'ensemble du marché gazier nord-américain (c'est-à-dire des hypothèses sur
17 l'offre, la demande et les infrastructures), mais qui est axé sur les facteurs clés qui
18 influencent les débits sur la canalisation principale. Les besoins totaux en service
19 garanti dans le triangle de l'Est ne devraient pas augmenter, et la croissance des
20 marchés domestiques de distribution locale et de production d'électricité sera
21 largement compensée par les réductions sur les marchés d'exportation.

22
23 **Q49. LA CANALISATION PRINCIPALE AURA-T-ELLE UNE CAPACITÉ**
24 **SUFFISANTE POUR SATISFAIRE À SES OBLIGATIONS EN MATIÈRE**
25 **DE SERVICE GARANTI DANS TOUT LE RÉSEAU APRÈS LA CESSION**
26 **DES INSTALLATIONS FAISANT L'OBJET DE LA CONVERSION?**

27 R49. Oui. TransCanada s'attend à disposer d'une capacité suffisante pour continuer à
28 satisfaire à ses obligations en matière de service garanti sur la ligne des Prairies et
29 la ligne du nord de l'Ontario, sans devoir ajouter d'installations, une fois que sera
30 réalisée la cession des installations faisant l'objet de la conversion. En ce qui
31 concerne le triangle de l'Est, comme il est décrit dans le volume 2, section 4 de la

1 Demande, TransCanada a planifié les obligations en matière de service garanti
2 pour cette partie du réseau au 1^{er} novembre 2016. Plus précisément, TransCanada
3 a estimé ses obligations en matière de service garanti en supposant que tous les
4 contrats fermes actuellement conclus pour le triangle de l'Est comportant des
5 droits de renouvellement seront bel et bien renouvelés et qu'une capacité
6 supplémentaire sera requise pour répondre aux besoins en service garanti relevés
7 dans les résultats de l'appel de soumissions pour novembre 2016. Comme il a été
8 mentionné précédemment, en réponse à cet appel de soumissions, TransCanada a
9 reçu des demandes visant environ 350 TJ/j de capacité garantie. Cette quantité,
10 ajoutée à l'hypothèse selon laquelle tous les contrats fermes existants seront
11 renouvelés, entraînerait une insuffisance totale d'environ 575 TJ/j en capacité
12 garantie. Par conséquent, afin de répondre aux besoins futurs en capacité garantie
13 actuellement connus, TransCanada propose d'ajouter des installations gazières
14 afin de répondre aux besoins en transport garanti totalisant 575 TJ/j au minimum.

15
16 Selon la prévision de TransCanada concernant les besoins en service garanti, la
17 construction proposée permet de remplir tous les besoins actuels en service
18 garanti et toutes les demandes de service garanti dans l'appel de soumissions pour
19 novembre 2016 dans l'hypothèse où tous les engagements de SG existants sont
20 renouvelés. Une fois que PRPE sera construit et en service, si une partie du SG
21 actuel n'est pas renouvelé et n'est pas revendu à d'autres dans un proche avenir,
22 les nouvelles installations gazières planifiées permettraient également à
23 TransCanada de fournir une faible part du service garanti futur et d'étendre la
24 disponibilité du service de TI et de TGCT jusqu'à ce que les nouvelles
25 installations soient de nouveau entièrement visées par des contrats. Comme il a
26 été mentionné ci-dessus, la demande totale de services de transport sur la
27 canalisation principale dans le triangle de l'Est ne devrait pas augmenter
28 globalement au-delà des niveaux actuels par suite des diminutions compensatoires
29 prévues des exportations vers le nord-est des États-Unis.

30

1 **Q50. QUELLES INSTALLATIONS TRANSCANADA PROPOSE-T-ELLE DE**
2 **CONSTRUIRE DANS LE CADRE DU PRPE?**

3 R50. Comme il est décrit dans le volume 2, section 4 de la Demande, TransCanada
4 propose de construire dans le cadre du PRPE environ 245 km de gazoduc
5 supplémentaire le long de la ligne de Montréal à partir de Markham, en Ontario
6 jusqu'à un endroit près du point d'exportation existant à Iroquois. TransCanada
7 propose également de construire des compresseurs supplémentaires aux
8 emplacements existants, ce qui suffirait à permettre la désactivation d'un certain
9 nombre d'unités de compression installées dans les années 1960 et 1970 le long
10 de la ligne de Montréal. La désactivation de ces unités remédiera aux problèmes
11 d'obsolescence et de fiabilité tout en répondant aux besoins en service garanti à
12 long terme dans le triangle de l'Est de façon rentable. Les installations proposées
13 du PRPE ne sont pas une nouvelle version des installations du triangle de l'Est qui
14 sont cédées à Énergie Est. Comme il a été discuté précédemment, elles ont plutôt
15 été conçues pour répondre aux demandes actuelles et futures prévues en service
16 garanti dans le triangle de l'Est et pour minimiser l'impact environnemental
17 associé à la construction du Projet dans une perspective générale.

18
19 Comme la majorité des soumissions reçues dans le cadre de l'appel de
20 soumissions pour novembre 2016 concernaient le transport sur courte distance
21 jusqu'à Parkway, TransCanada a établi que les nouvelles installations gazières
22 proposées représentent le moyen d'acheminement le plus court entre
23 l'approvisionnement émergent et le marché. Pour cette raison, TransCanada a
24 déterminé que la façon la plus efficace d'agrandir la canalisation principale afin
25 de satisfaire aux exigences contractuelles fermes prévues serait d'étendre la ligne
26 de Montréal de sorte que le gaz livré à Parkway (ou ailleurs dans le sud de
27 l'Ontario) puisse être livré plus directement sur les marchés de l'est. Cette façon
28 de faire accroît dans l'ensemble les avantages nets du Projet.

29

1 **Q51. L'OFFICE DEVRAIT-IL S'INQUIÉTER DE L'EFFET DE LA**
2 **CONVERSION DES INSTALLATIONS SUR LA CAPACITÉ DE**
3 **TRANSPORT INTERRUPTIBLE DISPONIBLE SUR LE MARCHÉ?**

4 R51. Pas à un degré important. Comme il a été mentionné, l'Office a déjà établi que le
5 facteur pertinent à considérer pour déterminer la suffisance de la capacité est
6 l'aptitude du pipeline à répondre aux demandes prévues de service garanti et que
7 les expéditeurs gaziers ont uniquement droit au service pour lequel ils ont souscrit
8 et non à l'utilisation d'installations particulières. Les installations de gazoduc qui
9 sont utilisées pour le transport visé par contrat et non le transport pour le compte
10 d'autrui sont conçues et construites de façon à répondre aux besoins actuels et
11 raisonnablement prévisibles en matière de capacité des expéditeurs liés par contrat
12 et sont uniquement construites lorsqu'elles sont adéquatement soutenues par des
13 contrats à long terme de service garanti. Le marché du service interruptible est un
14 marché opportuniste qui existe uniquement lorsque les titulaires d'une capacité
15 garantie n'utilisent pas pleinement leurs droits à cette capacité. Les expéditeurs du
16 service interruptible ne prennent aucun engagement à long terme de récupération
17 des coûts et paient uniquement lorsqu'ils utilisent les installations. Il n'est pas
18 rentable de construire, d'exploiter et de maintenir des installations dont on ne
19 prévoit pas l'utilisation de façon régulière et sans assurance raisonnable d'une
20 récupération des coûts à plus long terme.

21
22 **Q52. QUELLE EST VOTRE CONCLUSION CONCERNANT LA QUALITÉ DU**
23 **SERVICE GARANTI QUI SERA OFFERT SUR LA CANALISATION**
24 **PRINCIPALE APRÈS LA CESSION?**

25 R52. D'après mon examen des documents soumis en l'instance, je suis d'avis que tant
26 que le PRPE est approuvé, la qualité du service du transport gazier garanti visé
27 par contrat sur la canalisation principale ne sera pas compromise par la cession
28 d'actifs des installations faisant l'objet de la conversion. Comme il a été discuté
29 précédemment, la prévision du débit sur la canalisation principale de
30 TransCanada tient compte du fait que la capacité existante du transport par
31 gazoduc à l'extérieur du BSOC, après la cession des installations faisant l'objet de

1 la conversion en vue de les réaffecter au transport pétrolier et compte tenu de la
2 construction du PRPE est suffisante pour répondre à la demande de capacité pour
3 le transport garanti par gazoduc à l'extérieur du BSOC et de capacité pour le
4 transport par gazoduc dans le triangle de l'Est.
5

6 ***B. Prix de la cession/incidence sur les droits sur la canalisation principale***

7 **Q53. L'OFFICE A-T-IL UNE POLITIQUE CONCERNANT**
8 **L'ÉTABLISSEMENT DU PRIX DES ACTIFS ACHETÉS D'UNE**
9 **COMPAGNIE APPARTENANT AU MÊME GROUPE?**

10 R53. Oui. Le *Règlement de normalisation de la comptabilité des oléoducs* (le
11 « Règlement sur les oléoducs ») et le *Règlement de normalisation de la*
12 *comptabilité des gazoducs* (le « Règlement sur les gazoducs ») de l'Office
13 utilisent tous deux la norme de la valeur comptable nette (« VCN ») et stipule que
14 lorsque les installations sont achetées d'une compagnie appartenant au même
15 groupe, le coût original des installations et la dépréciation accumulée sont inscrits
16 aux comptes de la compagnie acheteuse³⁹. De plus, le transfert d'installations à
17 leur VCN d'un service public réglementé à un autre garantit qu'un groupe de
18 clients ne soit pas avantagé au détriment d'un autre, et que l'entité consolidée ne
19 touche pas un rendement excessif en transférant des biens à une société affiliée à
20 une valeur plus élevée que leur VCN. Dans sa décision approuvant la cession des
21 actifs de la canalisation principale au pipeline Keystone, l'Office a déterminé que
22 la VCN représentait le prix approprié pour le transfert d'actifs entre compagnies
23 appartenant au même groupe⁴⁰.
24

³⁹ *Règlement de normalisation de la comptabilité des oléoducs*, C.R.C., ch. 1058, article 15(4);
Règlement de normalisation de la comptabilité des gazoducs, DORS/83-190, article 15(4).

⁴⁰ Motifs de décision, MH-1-2006, p. 59.

1 **Q54. À QUEL PRIX TRANSCANADA PROPOSE-T-ELLE DE CÉDER LES**
2 **INSTALLATIONS FAISANT L’OBJET DE LA CONVERSION À**
3 **ÉNERGIE EST?**

4 R54. Comme il a été indiqué précédemment, trois régions sont visées par l’opération
5 proposée de cession, soit les Prairies, la ligne du nord de l’Ontario et le triangle de
6 l’Est, qui comportent chacun un ensemble d’actifs qui seront convertis du gaz au
7 pétrole. Le prix de cession convenu par Énergie Est et TransCanada pour les
8 installations faisant l’objet de la conversion reflète la VCN des installations
9 faisant l’objet de la conversion, en date de la cession, plus une prime d’acquisition
10 de 500 M\$ (la « prime d’acquisition »). J’ai également cru comprendre que par
11 suite des négociations entre Énergie Est et ses expéditeurs, il a été convenu que le
12 coût de la prime d’acquisition serait assumé également par les expéditeurs
13 d’Énergie Est et Énergie Est. Les 250 M\$ qui seront assumés par les expéditeurs
14 de pétrole seraient inclus dans la base tarifaire aux fins des calculs des droits
15 finaux pour les installations pétrolières et seront récupérés pendant la vie utile du
16 projet. À l’inverse, la contribution de 250 M\$ d’Énergie Est serait exclue du
17 calcul des droits négociés pendant la période initiale de 20 ans, et ce montant
18 serait reporté et compromis aux fins de la récupération future après la période
19 initiale de 20 ans des droits négociés. Comme il est décrit plus en détail ci-après
20 ce traitement entraîne le partage du coût d’achat en excédent de la VCN entre
21 Énergie Est et les expéditeurs de pétrole initiaux, offre des avantages au chapitre
22 des droits à tous les expéditeurs utilisant le service garanti de TransCanada et ne
23 permet pas à TransCanada d’enregistrer un rendement excédentaire à la vente des
24 installations faisant l’objet de la conversion.

25
26 **Q55. POURQUOI TRANSCANADA A-T-ELLE DÉCIDÉ DE FIXER LE PRIX**
27 **DE LA CESSION DES INSTALLATIONS DU TRIANGLE DE L’EST À**
28 **UN MONTANT SUPÉRIEUR À LA VCN DANS CE CAS?**

29 R55. Il est proposé que le montant qui sera payé par Énergie Est en excédent de la
30 VCN pour les installations faisant l’objet de la conversion soit réparti de façon à
31 réduire la base tarifaire de la canalisation principale dans le triangle de l’Est, ce

1 qui atténuera les effets de la cession et les coûts des nouvelles installations que
2 TransCanada devra construire afin de répondre aux besoins prévus en matière de
3 service garanti des expéditeurs du triangle de l'Est. La prime d'acquisition
4 proposée sera utilisée afin de réaliser un avantage au titre de la VAN pour les
5 expéditeurs du triangle de l'Est par rapport à ce qui serait survenu par ailleurs en
6 l'absence de la cession des installations faisant l'objet de la conversion. À mon
7 avis, cette façon de faire représente une réconciliation raisonnable des divers
8 intérêts d'Énergie Est, des expéditeurs pétroliers et des expéditeurs de la
9 canalisation principale.

10
11 **Q56. LA CESSION D'ACTIFS À UN PRIX SUPÉRIEUR À LA VCN**
12 **PERMETTRAIT-ELLE À TRANSCANADA DE TOUCHER UN**
13 **RENDEMENT EXCESSIF?**

14 R56. Non. Le prix de vente en excédant de la VCN sera inscrit par TransCanada
15 comme une réduction de la base tarifaire sur la canalisation principale afin de
16 compenser les coûts associés au PRPE. Le reste du gain reporté sera amorti afin
17 de réduire les exigences en matière de revenus à compter de la date de la cession
18 finale d'actifs jusqu'à la fin de 2030.

19
20 **Q57. QUELLE SERA L'INCIDENCE DE LA CESSION, COMBINÉE À LA**
21 **CONSTRUCTION DU PRPE, SUR LES DROITS DE LA CANALISATION**
22 **PRINCIPALE?**

23 R57. Les coûts de la cessation d'exploitation devraient diminuer avec la construction
24 du PRPE. Au total, on prévoit une réduction nette des coûts associés au transport
25 garanti sur la canalisation principale. Plus précisément, la cession des installations
26 faisant l'objet de la conversion, combinée à l'ajout des installations du PRPE,
27 devrait conduire à une réduction nette des coûts de la cession d'exploitation
28 estimatifs de la canalisation principale en fonction de la valeur actualisée nette

1 d'environ 162 M\$ jusqu'en 2030⁴¹. À l'inverse, la cession des installations faisant
2 l'objet de la conversion devrait entraîner une augmentation des coûts du carburant
3 sur la canalisation principale dans l'hypothèse où aucune modification n'est
4 apportée au rendement des compresseurs. La valeur actualisée nette de ces coûts
5 du carburant augmentés jusqu'à 2030 équivaut à environ 123 M\$⁴². Malgré tout,
6 toutes choses étant égales par ailleurs, on ne prévoit pas d'augmentation des droits
7 à la suite de la cession et de la construction du PRPE avant 2018. TransCanada a
8 récemment conclu une procédure dans le cadre de laquelle elle demande
9 l'approbation d'un règlement qui fixerait les droits sur la canalisation principale
10 jusqu'en 2020 avec possibilité d'ajustement des droits en 2018 jusqu'en 2020.

11
12 **Q58. PRÉVOIT-ON DES AVANTAGES ÉCONOMIQUES SPÉCIFIQUEMENT**
13 **ASSOCIÉS AU PRPE?**

14 R58. Oui. Comme il en est question dans le rapport de Golder, des retombées
15 économiques de plus de 4,5 G\$ pour le corridor de transport du gaz naturel seront
16 associées à la phase de construction du PRPE (les retombées de la phase
17 d'exploitation devraient être minimales). Ces retombées comprennent une
18 augmentation de la production économique de 2,39 G\$, une hausse du PIB de
19 1,18 G\$, une augmentation des revenus de travail totaux de 0,7 G\$, une hausse
20 des recettes fiscales de 311,6 M\$ ainsi que la création de 9 687 postes équivalents
21 temps plein.

22
23 **Q59. DANS L'ENSEMBLE, QUELLE EST L'INCIDENCE NETTE PRÉVUE DE**
24 **LA CESSION DES INSTALLATIONS FAISANT L'OBJET DE LA**
25 **CONVERSION ET DE LA CONSTRUCTION DU PRPE SUR LES**
26 **BESOINS EN MATIÈRE DE REVENUS DE LA CANALISATION**
27 **PRINCIPALE?**

⁴¹ Demande, volume 2, section 4, tableau 4-15. Le taux d'actualisation de 8,51 pour cent équivaut au coût du capital moyen proposé de la canalisation principale dans le règlement 2013-2030.

⁴² *Id.*

1 R59. Comme il est décrit dans le volume 2, section 4, le résultat global est un avantage
 2 positif au chapitre de la valeur actualisée nette pour les expéditeurs sur la
 3 canalisation principale de plus de 900 M\$, ainsi qu'une réduction totale des coûts
 4 pour les expéditeurs sur la canalisation principale au cours de la période allant de
 5 2016 à 2030 de 1 359 M\$, comme l'indique le tableau 1 :

6
 7 **Tableau 1 : Fluctuations prévues des besoins totaux en matière de revenus**
 8 **de la canalisation principale entre 2016 et 2030 (en M\$)⁴³**

	Total 2016-2030	VAN
Cession	(3 255) \$	(906) \$
Nouvelles installations gazières	1 970 \$	
Coûts de la cessation d'exploitation	(295) \$	(162) \$
Coût du combustible	221 \$	121 \$
Total	(1 359) \$	(946) \$

9
 10 Comme il est indiqué précédemment, si le règlement relatif à la canalisation
 11 principale qui est actuellement en instance est approuvé par l'Office, les droits
 12 relatifs à la canalisation principale ne seront pas modifiés jusqu'en 2018
 13 possiblement; toutefois, TransCanada a indiqué que les incidences éventuelles
 14 associées à la cession des installations faisant l'objet de la conversion et à la
 15 construction du PRPE entreraient en ligne de compte au moment du rajustement
 16 éventuel des droits en 2018 aux termes du règlement.

17
 43 Demande, volume 2, section 4, tableau 4-10 et tableau 4-15.

1 **VII. ÉVALUATION DE L'INTÉRÊT PUBLIC**

2 **Q60. À VOTRE AVIS, L'ENSEMBLE DU PROJET EST-IL CONFORME À**
3 **L'INTÉRÊT PUBLIC?**

4 R60. Oui. Selon mon évaluation des trois composantes de la Demande, soit la
5 construction des nouvelles installations pétrolières, la cession des installations
6 gazières existantes pour les réaffecter au transport du pétrole et la construction de
7 nouvelles installations gazières, et les faits et les analyses exposés dans la
8 présente Demande, je suis d'avis que, du point de vue économique et selon la
9 norme antérieure de l'Office concernant l'évaluation de l'intérêt public, les
10 avantages du Projet proposé sont importants et dépassent tous fardeaux
11 économiques éventuels. Par conséquent, j'estime que l'ensemble du Projet est
12 conforme à l'intérêt public.

13
14 Premièrement, le Projet offrira de nombreux et importants avantages aux
15 producteurs et aux consommateurs de pétrole du BSOC ainsi qu'aux
16 gouvernements fédéral, provinciaux et régionaux, notamment les suivants :

- 17 • une qualité et une valeur accrues du service pour les expéditeurs liés par
18 contrat du nouvel oléoduc;
- 19 • un accès accru pour les producteurs pétroliers canadiens à l'Est du
20 Canada, notamment à Montréal, à Québec, à Cacouna et à Saint John
21 (Nouveau-Brunswick), à la côte est américaine, à la côte américaine du
22 golfe du Mexique et aux marchés étrangers, ce qui assurera une
23 diversification essentielle des débouchés;
- 24 • des coûts moindres par rapport au transport ferroviaire et une amélioration
25 du caractère concurrentiel des raffineries situées au Québec et au
26 Nouveau-Brunswick;
- 27 • des prix ou des rentrées nettes supérieurs pour les producteurs pétroliers
28 canadiens tels qu'ils sont quantifiés dans le rapport d'IHS;
- 29 • la probabilité réduite d'escomptes sur les prix récurrents pour le pétrole
30 brut canadien en raison de l'existence de trajets vers des marchés
31 multiples et la flexibilité d'accéder aux marchés présentant les rentrées
32 nettes les plus élevées;
- 33 • la promotion de la concurrence entre les oléoducs;
- 34 • une flexibilité et une diversité de choix accrues dans l'ensemble du réseau
35 de transport par oléoduc;

- 1 • la promotion de la rentabilité sur les marchés du transport par oléoduc
2 (tant sur le plan de la production que de l'allocation); et
- 3 • d'importants avantages macroéconomiques pour les économies locales,
4 provinciales et fédérale comme ils sont répertoriés dans le rapport du
5 Conference Board, le rapport de Nichols et le rapport de Golder.

6 En outre, je suis d'avis que la cession des installations faisant l'objet de la
7 conversion pour les réaffecter au transport pétrolier et la construction du PRPE
8 sont conformes à l'intérêt public. La cession d'actifs des installations faisant
9 l'objet de la conversion représente une utilisation accrue et améliorée des
10 installations de transport du gaz de la canalisation principale qui sont actuellement
11 sous-utilisées. En l'absence du PRPE, la qualité du service garanti pour les
12 expéditeurs de gaz naturel pourrait se dégrader par suite de la cession, ce qui ne
13 serait pas le cas dans l'hypothèse de la construction du PRPE. À mon avis, la
14 cession d'actifs des installations faisant l'objet de la conversion ainsi que la
15 construction du PRPE entraînent de nombreux avantages pour les expéditeurs
16 gaziers et pétroliers qui ne seraient pas possibles sans la conversion des
17 installations gazières au transport pétrolier, notamment les suivants :

- 18 • entraîne une importante réduction des dépenses en immobilisations pour
19 l'ensemble du Projet en raison de l'utilisation d'un gazoduc existant pour
20 le transport du pétrole;
- 21 • sans le transfert des installations faisant l'objet de la conversion,
22 l'Oléoduc Énergie Est ne serait pas rentable, ce qui restreindrait l'accès
23 aux nouveaux marchés pétroliers et mènerait à une inefficience du marché;
- 24 • la cession des installations faisant l'objet de la conversion réduit le temps
25 de construction et les impacts environnementaux par rapport à la
26 construction d'un nouvel oléoduc;
- 27 • les installations associées au PRPE sont plus près et peuvent accommoder
28 les débits accrus de gaz naturel provenant de Dawn, de Niagara et de
29 Chippawa, ce qui concorde avec les tendances actuelles du marché et
30 avec les préférences actuelles des expéditeurs, qui favorisent
31 l'approvisionnement en gaz naturel;
- 32 • comme il en est question dans le rapport de Golder, des retombées
33 économiques de plus de 4,5 G\$ pour le corridor de transport du gaz naturel
34 sont associées à la phase de construction du PRPE, notamment une
35 augmentation de la production économique de 2,39 G\$, une hausse du PIB
36 de 1,18 G\$, une augmentation des revenus de travail totaux de 0,7 G\$, une

1 hausse des recettes fiscales de 311,6 M\$ ainsi qu'à la création de
2 9 687 postes équivalents temps plein⁴⁴.

3 Je considère que tous ces avantages sont des éléments importants à considérer
4 concernant la détermination de l'intérêt public par l'Office dans le cadre de la
5 présente procédure.

6
7 En résumé, l'ensemble du Projet continue d'offrir aux expéditeurs liés par contrat
8 à l'égard de la canalisation principale un service garanti fiable, tout en créant
9 l'occasion pour les producteurs pétroliers de l'Ouest canadien d'étendre et
10 d'obtenir l'accès à de nouveaux marchés diversifiés afin de maximiser les rentrées
11 nettes pour leur pétrole brut et de bénéficier d'une flexibilité pour la
12 commercialisation de leurs importantes augmentations de production qui sont
13 prévues jusqu'en 2030, ce qui accroîtra également les perspectives pour les
14 raffineurs en aval. Tous ces facteurs appuient la conclusion selon laquelle la
15 cession proposée des installations faisant l'objet de la conversion en vue de leur
16 réaffectation au transport pétrolier, la construction du PRPE et la construction de
17 l'Oléoduc Énergie Est sont conformes à l'intérêt public canadien.

18
19 **Q61. VEUILLEZ RÉSUMER LES CONCLUSIONS DE VOTRE TÉMOIGNAGE**
20 **DIRECT.**

21 R61. La Demande remplit pleinement les normes que l'Office a établies afin de
22 déterminer si un projet proposé est faisable au plan financier et économique. En
23 outre, le Projet est tout à fait en phase avec les préférences du marché qui
24 favorisent une structure axée sur le marché pour le transport sur l'Oléoduc
25 Énergie Est et sur les oléoducs en général.

26 Le Projet procure également d'importants avantages socioéconomiques pour les
27 Canadiens dans tout le pays, notamment les résidents de régions qui sont
28 traversées par l'oléoduc, les fournisseurs de bon nombre de provinces, les
29 gouvernements locaux, provinciaux et fédéral et l'ensemble de l'économie
30 canadienne. Le Projet permet au Canada de maximiser les avantages qu'il tire du

⁴⁴ Ces avantages sont également inclus dans le rapport du Conference Board.

1 développement des ressources naturelles et constitue un moyen faisable et
2 efficace de remédier au risque d'asymétrie entraîné par une capacité excédentaire
3 ou insuffisante des pipelines. Le développement d'Énergie Est ne repose pas sur
4 le succès ou l'échec d'autres projets d'oléoducs prévus; les engagements des
5 expéditeurs ne dépendent pas du déroulement des autres projets, et les expéditeurs
6 ont offert un appui sans équivoque au développement de ce nouveau trajet vers
7 des marchés à valeur élevée. L'Office peut et devrait accorder une grande
8 importance à la volonté des expéditeurs qui ont satisfait aux normes en matière de
9 solvabilité de TransCanada et à la volonté du promoteur du Projet d'assumer le
10 coût de celui-ci pendant une période pouvant aller jusqu'à 20 ans. Considérés
11 collectivement, j'estime que ces faits constituent une démonstration probante
12 permettant de conclure que le Projet est faisable, avantageux et conforme à
13 l'intérêt public.

14
15 La cession des installations faisant l'objet de la conversion en vue de les
16 réaffecter au transport pétrolier représente une utilisation accrue et améliorée des
17 installations sous-utilisées de la canalisation principale qui ne sont pas
18 entièrement visées par des contrats garantis et qui sont peu susceptibles de le
19 devenir dans un avenir prévisible. Sans la cession des installations de la
20 canalisation principale, le Projet ne serait pas rentable, et l'accès aux nouveaux
21 marchés pétroliers serait restreint, ce qui mènerait à une inefficience du marché et
22 à la perte éventuelle de milliards de dollars en avantages pour les producteurs, les
23 gouvernementaux provinciaux et le public canadien.

24
25 La prévision en matière de débit du gaz naturel de TransCanada indique que la
26 canalisation principale aura une capacité suffisante pour continuer à répondre aux
27 besoins en service garanti sur la ligne des Prairies et la ligne du nord de l'Ontario
28 après la réalisation de la cession d'actifs, et les hypothèses en matière de
29 planification de TransCanada pour le triangle de l'Est et les nouvelles installations
30 qui seront ajoutées dans le cadre du PRPE indiquent que TransCanada pourra
31 continuer de répondre aux besoins en service garanti actuels et prévus dans le

1 triangle de l'Est. Finalement, les conditions financières de la cession proposée
2 d'actifs aident à atténuer les avantages défavorables éventuels relatifs aux droits
3 pour les expéditeurs gaziers de TransCanada et équilibrent les intérêts des
4 expéditeurs pétroliers, des expéditeurs gaziers et de TransCanada/Énergie Est.
5 Pour toutes ces raisons, j'ai conclu que la Demande répond aux normes de
6 l'Office permettant d'établir que le Projet promeut l'intérêt public.

7

8 **Q62. CELA CONCLUT-IL VOTRE TÉMOIGNAGE DIRECT?**

9 R62. Oui.



PROMOTEUR	DATE	AFFAIRE/DEMANDEUR	NUMÉRO DE DOSSIER	OBJET
Alaska Public Utilities Commission				
Chugach Electric	12/86	Chugach Electric	Numéro de dossier U-86-11	Répartition des coûts
Chugach Electric	6/87	Enstar Natural Gas Company	Numéro de dossier U-87-2	Conception des tarifs
Chugach Electric	12/87	Enstar Natural Gas Company	Numéro de dossier U-87-42	Transport du gaz
Chugach Electric	11/87, 2/88	Chugach Electric	Numéro de dossier U-87-35	Coût du capital
Alberta Utilities Commission				
Alberta Utilities (AltaLink, EPCOR, ATCO, ENMAX, FortisAlberta, Alta Gas)	1/13	Alberta Utilities	Demande 1566373, n° d'identification de la procédure 20	Coûts non recouvrables
Arizona Corporation Commission				
Tucson Electric Power	7/12	Tucson Electric Power	Numéro de dossier E-01933A-12-0291	Coût du capital
UNS Energy and Fortis Inc.	1/14	UNS Energy, Fortis Inc	Numéro de dossier E-04230A-00011 et numéro de dossier E-01933A-14-0011	Fusion
California Energy Commission				
Southern California Gas Co.	8/80	Southern California Gas Co.	Numéro de dossier 80-BR-3	Prévision des prix du gaz



PROMOTEUR	DATE	AFFAIRE/DEMANDEUR	NUMÉRO DE DOSSIER	OBJET
California Public Utility Commission				
Southern California Gas Co.	3/80	Southern California Gas Co.	TY 1981 G.R.C.	Coût du service, inflation
Pacific Gas Transmission Co.	10/91, 11/91	Pacific Gas & Electric Co.	Demande 89-04-033	Conception des tarifs
Pacific Gas Transmission Co.	7/92	Southern California Gas Co.	A. 92-04-031	Conception des tarifs
Colorado Public Utilities Commission				
AMAX Molybdenum	2/90	Commission Rulemaking	Numéro de dossier 89R-702G	Transport du gaz
AMAX Molybdenum	11/90	Commission Rulemaking	Numéro de dossier 90R-508G	Transport du gaz
Xcel Energy	8/04	Xcel Energy	Numéro de dossier 031-134E	Coût de l'endettement
CT Dept. of Public Utilities Control				
Connecticut Natural Gas	12/88	Connecticut Natural Gas	Numéro de dossier 88-08-15	Pratiques d'achat du gaz
United Illuminating	3/99	United Illuminating	Numéro de dossier 99-03-04	Évaluation d'une centrale nucléaire
Southern Connecticut Gas	2/04	Southern Connecticut Gas	Numéro de dossier 00-12-08	Pratiques d'achat du gaz
Southern Connecticut Gas	4/05	Southern Connecticut Gas	Numéro de dossier 05-03-17	GNL / conduite principale
Southern Connecticut Gas	5/06	Southern Connecticut Gas	Numéro de dossier 05-03-17PH01	GNL / conduite principale
Southern Connecticut Gas	8/08	Southern Connecticut Gas	Numéro de dossier 06-05-04	Convention de services en période de pointe



PROMOTEUR	DATE	AFFAIRE/DEMANDEUR	NUMÉRO DE DOSSIER	OBJET
District Of Columbia PSC				
Potomac Electric Power Company	3/99, 5/99, 7/99	Potomac Electric Power Company	Numéro de dossier 945	Dessaisissement d'actifs de production et contrats d'achat d'électricité
Fed'l Energy Regulatory Commission				
Safe Harbor Water Power Corp.	8/82	Safe Harbor Water Power Corp.		Augmentation des tarifs d'électricité de gros
Western Gas Interstate Company	5/84	Western Gas Interstate Company	Numéro de dossier RP84-77	Fonds de roulement relatif à la prévision de la charge
Southern Union Gas	4/87, 5/87	El Paso Natural Gas Company	Numéro de dossier RP87-16-000	Coûts d'achat ferme
Connecticut Natural Gas	11/87	Penn-York Energy Corporation	Numéro de dossier RP87-78-000	Répartition des coûts / conception des tarifs
AMAX Magnesium	12/88, 1/89	Questar Pipeline Company	Numéro de dossier RP88-93-000	Répartition des coûts / conception des tarifs
Western Gas Interstate Company	6/89	Western Gas Interstate Company	Numéro de dossier RP89-179-000	Répartition des coûts / conception des tarifs, transport en libre accès
Associated CD Customers	12/89	CNG Transmission	Numéro de dossier RP88-211-000	Répartition des coûts / conception des tarifs
Utah Industrial Group	9/90	Questar Pipeline Company	Numéro de dossier RP88-93-000, Phase II	Répartition des coûts / conception des tarifs



PROMOTEUR	DATE	AFFAIRE/DEMANDEUR	NUMÉRO DE DOSSIER	OBJET
Iroquois Gas Trans. System	8/90	Iroquois Gas Transmission System	Numéros de dossier CP89-634-000/001; CP89-815-000	Marchés gaziers, conception des tarifs, coût du capital, structure du capital
Boston Edison Company	1/91	Boston Edison Company	Numéro de dossier ER91-243-000	Marchés de la production d'électricité
Cincinnati Gas and Electric Co., Union Light, Heat and Power Company, Lawrenceburg Gas Company	7/91	Texas Gas Transmission Corp.	Numéros de dossier RP90-104-000, RP88-115-000, RP90-192-000	Répartition des coûts / conception des tarifs / comparabilité des services
Ocean State Power II	7/91	Ocean State Power II	ER89-563-000	Analyse du marché de concurrence, opérations entre apparentés
Brooklyn Union/PSE&G	7/91	Texas Eastern	RP88-67, et al	Pouvoir de marché, comparabilité des services
Northern Distributor Group	9/92, 11/92	Northern Natural Gas Company	RP92-1-000, et al	Coût du service
Association canadienne des producteurs pétroliers et Alberta Pet. Marketing Comm.	10/92, 7/97	Lakehead Pipe Line Co. L.P.	IS92-27-000	Répartition des coûts, conception des tarifs
Colonial Gas, Providence Gas	7/93, 8/93	Algonquin Gas Transmission	RP93-14	Répartition des coûts, conception des tarifs
Iroquois Gas Transmission	94	Iroquois Gas Transmission	RP94-72-000	Coût du service et conception des tarifs
Transco Customer Group	1/94	Transcontinental Gas Pipeline Corporation	Numéro de dossier RP92-137-000	Conception des tarifs, tarifs pour le service garanti à la tête du puits



PROMOTEUR	DATE	AFFAIRE/DEMANDEUR	NUMÉRO DE DOSSIER	OBJET
Pacific Gas Transmission	2/94, 3/95	Pacific Gas Transmission	Numéro de dossier RP94-149-000	Tarifs regroupés vs supplémentaires; conception des tarifs
Tennessee GSR Group	1/95, 3/95, 1/96	Tennessee Gas Pipeline Company	Numéros de dossier RP93-151-000, RP94-39-000, RP94-197-000, RP94-309-000	Coûts assumés par GSR
PG&E et SoCal Gas	8/96, 9/96	El Paso Natural Gas Company	RP92-18-000	Coûts non recouvrables
Iroquois Gas Transmission System, L.P.	97	Iroquois Gas Transmission System, L.P.	RP97-126-000	Coût du service, conception des tarifs
BEC Energy - Commonwealth Energy System	2/99	Boston Edison Company/ Commonwealth Energy System	EC99-33-000	Analyse du pouvoir de marché – fusion
Central Hudson Gas & Electric, Consolidated Co. of New York, Niagara Mohawk Power Corporation, Dynegy Power Inc.	10/00	Central Hudson Gas & Electric, Consolidated Co. of New York, Niagara Mohawk Power Corporation, Dynegy Power Inc.	Numéro de dossier EC01-7-000	Pouvoir de marché Dépôt en vertu des articles 203/205
Wyckoff Gas Storage	12/02	Wyckoff Gas Storage	CP03-33-000	Nécessité d'un projet d'entreposage
Groupe d'expéditeurs et de producteurs	10/03	Northern Natural Gas	Numéro de dossier RP98-39-029	Traitement fiscal à la valeur
Maritimes & Northeast Pipeline	6/04	Maritimes & Northeast Pipeline	Numéro de dossier RP04-360-000	Tarifs regroupés



PROMOTEUR	DATE	AFFAIRE/DEMANDEUR	NUMÉRO DE DOSSIER	OBJET
ISO New England	8/04 2/05	ISO New England	Numéro de dossier ER03-563-030	Coût d'une nouvelle entrée
Transwestern Pipeline Company, LLC	9/06	Transwestern Pipeline Company, LLC	Numéro de dossier RP06-614-000	
Portland Natural Gas Transmission System	6/08	Portland Natural Gas Transmission System	Numéro de dossier RP08-306-000	Évaluation du marché, transport du gaz naturel; tarification
Portland Natural Gas Transmission System	5/10, 3/11, 4/11	Portland Natural Gas Transmission System	Numéro de dossier RP10-729-000	Risques commerciaux; événements extraordinaires et non récurrents se rapportant aux revenus discrétionnaires
Morris Energy	7/10	Morris Energy	Numéro de dossier RP10-79-000	Affidavit concernant l'incidence du taux préférentiel
Florida Public Service Commission				
Florida Power and Light Co.	10/07	Florida Power & Light Co.	Numéro de dossier 070650-EI	Nécessité d'une nouvelle centrale nucléaire
Florida Power and Light Co.	5/08	Florida Power & Light Co.	Numéro de dossier 080009-EI	Récupération des coûts d'une nouvelle centrale nucléaire, prudence
Florida Power and Light Co.	3/09	Florida Power & Light Co.	Numéro de dossier 080677-EI	Analyse comparative en appui au RCT
Florida Power and Light Co.	3/09, 5/09, 8/09	Florida Power & Light Co.	Numéro de dossier 090009-EI	Récupération des coûts d'une nouvelle centrale nucléaire, prudence



PROMOTEUR	DATE	AFFAIRE/DEMANDEUR	NUMÉRO DE DOSSIER	OBJET
Florida Power and Light Co.	3/10; 5/10, 8/10	Florida Power & Light Co.	Numéro de dossier 100009-EI	Récupération des coûts d'une nouvelle centrale nucléaire, prudence
Florida Power and Light Co.	3/11, 7/11	Florida Power & Light Co.	Numéro de dossier 110009-EI	Récupération des coûts d'une nouvelle centrale nucléaire, prudence
Florida Power and Light Co.	3/12 7/12	Florida Power & Light Co.	Numéro de dossier 120009-EI	Récupération des coûts d'une nouvelle centrale nucléaire, prudence
Florida Power and Light Co.	3/12 8/12	Florida Power & Light Co.	Numéro de dossier 120015-EI	Analyse comparative en appui au RCT
Florida Power and Light Co.	3/13, 7/13	Florida Power & Light Co.	Numéro de dossier 130009	Récupération des coûts d'une nouvelle centrale nucléaire, prudence
Florida Power and Light Co.	3/14	Florida Power & Light Co.	Numéro de dossier 140009	Récupération des coûts d'une nouvelle centrale nucléaire, prudence
Florida Senate Committee on Communication, Energy and Utilities				
Florida Power and Light Co.	2/09	Florida Power & Light Co.		Titrification
Hawaii Public Utility Commission				
Hawaiian Electric Light Company, Inc. (HELCO)	6/00	Hawaiian Electric Light Company, Inc.	Numéro de dossier 99-0207	Frais pour droit d'usage



PROMOTEUR	DATE	AFFAIRE/DEMANDEUR	NUMÉRO DE DOSSIER	OBJET
Illinois Commerce Commission				
Renewables Suppliers (Algonquin Power Co., EDP Renewables North America, Invenergy, NextEra Energy Resources)	3/14	Renewables Suppliers	Numéro de dossier 13-0546	Demande de nouvelle audience et de nouvel examen; conventions d'achat d'électricité à long terme
WE Energies Corporation	8/14	WE Energies/Integrays	Numéro de dossier 14-0496	Demande d'autorisation d'une fusion
Indiana Utility Regulatory Commission				
Northern Indiana Public Service Company	10/01	Northern Indiana Public Service Company	Numéro de l'affaire 41746	Évaluation des installations de production d'électricité
Northern Indiana Public Service Company	01/08, 03/08	Northern Indiana Public Service Company	Numéro de l'affaire 43396	Évaluation des actifs
Northern Indiana Public Service Company	08/08	Northern Indiana Public Service Company	Numéro de l'affaire 43526	Évaluation à la juste valeur marchande
Iowa Utilities Board				
Interstate Power and Light	7/05	Interstate Power and Light et FPL Energy Duane Arnold, LLC	Numéro de dossier SPU-05-15	Vente d'une centrale nucléaire
Interstate Power and Light	5/07	City of Everly, Iowa	Numéro de dossier SPU-06-5	Municipalisation
Interstate Power and Light	5/07	City of Kalona, Iowa	Numéro de dossier SPU-06-6	Municipalisation



PROMOTEUR	DATE	AFFAIRE/DEMANDEUR	NUMÉRO DE DOSSIER	OBJET
Interstate Power and Light	5/07	City of Wellman, Iowa	Numéro de dossier SPU-06-10	Municipalisation
Interstate Power and Light	5/07	City of Terril, Iowa	Numéro de dossier SPU-06-8	Municipalisation
Interstate Power and Light	5/07	City of Rolfe, Iowa	Numéro de dossier SPU-06-7	Municipalisation
Maine Public Utility Commission				
Northern Utilities	5/96	Granite State et PNGTS	Numéro de dossier 95-480, 95-481	Service de transport et réglementation axée sur le rendement
Maryland Public Service Commission				
Eastalco Aluminum	3/82	Potomac Edison	Numéro de dossier 7604	Répartition des coûts
Potomac Electric Power Company	8/99	Potomac Electric Power Company	Numéro de dossier 8796	Coûts non recouvrables et protection des prix
Mass. Department of Public Utilities				
Haverhill Gas	5/82	Haverhill Gas	Numéro de dossier DPU #1115	Coût du capital
New England Energy Group	1/87	Commission Investigation		Tarifs du transport gazier
Energy Consortium of Mass.	9/87	Commonwealth Gas Company	Numéro de dossier DPU-87-122	Répartition des coûts / conception des tarifs
Mass. Institute of Technology	12/88	Middleton Municipal Light	DPU #88-91	Répartition des coûts / conception des tarifs
Energy Consortium of Mass.	3/89	Boston Gas	DPU #88-67	Conception des tarifs



PROMOTEUR	DATE	AFFAIRE/DEMANDEUR	NUMÉRO DE DOSSIER	OBJET
PG&E Bechtel Generating Co. / Constellation Holdings	10/91	Commission Investigation	DPU #91-131	Évaluation des effets sur l'environnement
Coalition of Non-Utility Generators		Cambridge Electric Light Co. & Commonwealth Electric Co.	DPU 91-234 EFSC 91-4	Gestion intégrée des ressources
The Berkshire Gas Company Essex County Gas Company Fitchburg Gas and Elec. Light Co.	5/92	The Berkshire Gas Company Essex County Gas Company Fitchburg Gas & Elec. Light Co.	DPU #92-154	Approbation d'un contrat d'achat de gaz
Boston Edison Company	7/92	Boston Edison	DPU #92-130	Planification au moindre coût
Boston Edison Company	7/92	The Williams / Newcorp Generating Co.	DPU #92-146	Évaluation des DP
Boston Edison Company	7/92	West Lynn Cogeneration	DPU #92-142	Évaluation des DP
Boston Edison Company	7/92	L'Energia Corp.	DPU #92-167	Évaluation des DP
Boston Edison Company	7/92	DLS Energy, Inc.	DPU #92-153	Évaluation des DP
Boston Edison Company	7/92	CMS Generation Co.	DPU #92-166	Évaluation des DP
Boston Edison Company	7/92	Concord Energy	DPU #92-144	Évaluation des DP
The Berkshire Gas Company Colonial Gas Company Essex County Gas Company Fitchburg Gas and Electric Company	11/93	The Berkshire Gas Company Colonial Gas Company Essex County Gas Company Fitchburg Gas and Electric Co.	DPU #93-187	Approbation d'un contrat d'achat de gaz
Bay State Gas Company	10/93	Bay State Gas Company	Numéro de dossier 93-129	Planification intégrée des ressources
Boston Edison Company	94	Boston Edison	DPU #94-49	Excédent de capacité
Hudson Light & Power Department	4/95	Hudson Light & Power Dept.	DPU #94-176	Coûts non recouvrables



PROMOTEUR	DATE	AFFAIRE/DEMANDEUR	NUMÉRO DE DOSSIER	OBJET
Essex County Gas Company	5/96	Essex County Gas Company	Numéro de dossier 96-70	Tarifs dégroupés
Boston Edison Company	8/97	Boston Edison Company	D.P.U. n° 97-63	Structure de société de portefeuille
Berkshire Gas Company	6/98	Berkshire Gas Mergeco Gas Co.	D.T.E. 98-87	Approbation d'une fusion
Eastern Edison Company	8/98	Montaup Electric Company	D.T.E. 98-83	Promotion du dessaisissement de son entreprise de production
Boston Edison Company	98	Boston Edison Company	D.T.E. 97-113	Dessaisissement d'actifs de production d'énergie fossile
Boston Edison Company	2/99	Boston Edison Company	D.T.E. 98-119	Dessaisissement d'actifs de production d'énergie nucléaire
Eastern Edison Company	12/98	Montaup Electric Company	D.T.E. 99-9	Vente d'une centrale nucléaire
NStar	9/07, 12/07	NStar, Bay State Gas, Fitchburg G&E, NE Gas, W. MA Electric	DPU 07-50	Découplément, risque
NStar	6/11	NStar, Northeast Utilities	DPU 10-170	Approbation d'une fusion
Mass. Energy Facilities Siting Council				
Mass. Institute of Technology	1/89	M.M.W.E.C.	EFSC-88-1	Planification au moindre coût
Boston Edison Company	9/90	Boston Edison	EFSC-90-12	Marchés pour la production d'électricité



PROMOTEUR	DATE	AFFAIRE/DEMANDEUR	NUMÉRO DE DOSSIER	OBJET
Silver City Energy Ltd. Partnership	11/91	Silver City Energy	D.P.U. 91-100	Politiques d'État; nécessité de construire une installation
Michigan Public Service Commission				
Detroit Edison Company	9/98	Detroit Edison Company	Numéro de l'affaire U-11726	Valeur marchande des actifs de production
Consumers Energy Company	8/06, 1/07	Consumers Energy Company	Numéro de l'affaire U-14992	Vente d'une centrale nucléaire
WE Energies	12/11	Wisconsin Electric Power Co	Numéro de l'affaire U-16830	Retombées économiques / prudence
Consumer Energy Company	6/2013	Consumers Energy Company	Numéro de l'affaire U-17429	Certificat de nécessité, plan intégré des ressources
WE Energies	08/14	WE Energies/Integritys	Numéro de l'affaire U-17682	Demande d'autorisation d'une fusion
Minnesota Public Utilities Commission				
Xcel Energy/No. States Power	9/04	Xcel Energy/No. States Power	Numéro de dossier G002/GR-04-1511	Incidences de NRG
Interstate Power and Light	8/05	Interstate Power and Light et FPL Energy Duane Arnold, LLC	Numéro de dossier E001/PA-05-1272	Vente d'une centrale nucléaire
Northern States Power Company s/n Xcel Energy	11/05	Northern States Power Company	Numéro de dossier E002/GR-05-1428	Incidences de NRG sur les coûts d'endettement
Northern States Power Company s/n Xcel Energy	09/06, 10/06, 11/06	NSP v. Excelsior	Numéro de dossier E6472/M-05-1993	APP, répercussions financières



PROMOTEUR	DATE	AFFAIRE/DEMANDEUR	NUMÉRO DE DOSSIER	OBJET
Northern States Power Company s/n Xcel Energy	11/06	Northern States Power Company	Numéro de dossier G002/GR-06-1429	Rendement des capitaux propres
Northern States Power	11/08, 05/09	Northern States Power Company	Numéro de dossier E002/GR-08-1065	Rendement des capitaux propres
Northern States Power	11/09 6/10	Northern States Power Company	Numéro de dossier G002/GR-09-1153	Rendement des capitaux propres
Northern States Power	11/10, 5/11	Northern States Power Company	Numéro de dossier E002/GR-10-971	Rendement des capitaux propres
Missouri Public Service Commission				
Missouri Gas Energy	1/03 04/03	Missouri Gas Energy	Numéro de l'affaire GR-2001-382	Pratiques d'achat du gaz; prudence
Aquila Networks	2/04	Aquila-MPS, Aquila_L&P	Numéros de l'affaire ER-2004-0034 HR-2004-0024	Coût du capital, structure du capital
Aquila Networks	2/04	Aquila-MPS, Aquila_L&P	Numéro de l'affaire GR-2004-0072	Coût du capital, structure du capital
Missouri Gas Energy	11/05 2/06 7/06	Missouri Gas Energy	Numéros de l'affaire GR-2002-348 GR-2003-0330	Planification de la capacité
Missouri Gas Energy	11/10, 1/11	KCP&L	Numéro de l'affaire ER-2010-0355	GAD du gaz naturel
Missouri Gas Energy	11/10, 1/11	KCP&L GMO	Numéro de l'affaire ER-2010-0356	GAD du gaz naturel
Laclede Gas Company	5/11	Laclede Gas Company	Numéro de l'affaire CG-2011-0098	Normes d'établissement des prix entre affiliés



PROMOTEUR	DATE	AFFAIRE/DEMANDEUR	NUMÉRO DE DOSSIER	OBJET
Union Electric Company s/n Ameren Missouri	2/12, 8/12	Union Electric Company	Numéro de l'affaire ER-2012-0166	RCP / érosion du bénéfice / délai réglementaire
Union Electric Company s/n Ameren Missouri	08/14	Noranda Aluminum Inc.	Numéro de l'affaire EC-2014-0223	Tarifcation; politique en matière de réglementation et d'économie
Montana Public Service Commission				
Great Falls Gas Company	10/82	Great Falls Gas Company	Numéro de dossier 82-4-25	Clause d'ajustement des tarifs gaziers
Office national de l'énergie du Canada				
Alberta-Northeast	2/87	Alberta Northeast Gas Export Project	Numéro de dossier GH-1-87	Marchés d'exportation du gaz
Alberta-Northeast	11/87	TransCanada Pipeline	Numéro de dossier GH-2-87	Marchés d'exportation du gaz
Alberta-Northeast	1/90	TransCanada Pipeline	Numéro de dossier GH-5-89	Marchés d'exportation du gaz
Indep. Petroleum Association of Canada	1/92	Interprovincial Pipe Line, Inc.	RH-2-91	Évaluation du pipeline, droits
The Canadian Association of Petroleum Producers	11/93	Transmountain Pipe Line	RH-1-93	Coût du capital
Alliance Pipeline L.P.	6/97	Alliance Pipeline L.P.	GH-3-97	Étude de marché
Maritimes & Northeast Pipeline	97	Sable Offshore Energy Project	GH-6-96	Étude de marché
Maritimes & Northeast Pipeline	2/02	Maritimes & Northeast Pipeline	GH-3-2002	Analyse de la demande de gaz naturel
TransCanada Pipelines	8/04	TransCanada Pipelines	RH-3-2004	Conception des droits



PROMOTEUR	DATE	AFFAIRE/DEMANDEUR	NUMÉRO DE DOSSIER	OBJET
Brunswick Pipeline	5/06	Brunswick Pipeline	GH-1-2006	Étude de marché
TransCanada Pipelines Ltd.	12/06, 04/07	TransCanada Pipelines Ltd.: Gros Cacouna Receipt Point Application	RH-1-2007	Conception des droits
Repsol Energy Canada Ltd	3/08	Repsol Energy Canada Ltd	GH-1-2008	Étude de marché
Maritimes & Northeast Pipeline	7/10	Maritimes & Northeast Pipeline	RH-4-2010	Politique de réglementation, établissement des droits
TransCanada Pipelines Ltd	9/11, 5/12	TransCanada Pipelines Ltd.	RH-3-2011	Services commerciaux et demande d'approbation des droits
Trans Mountain Pipeline LLC	6/12, 1/13	Trans Mountain Pipeline LLC	RH-1-2012	Conception des droits
TransCanada Pipelines Ltd	8/13	TransCanada Pipelines Ltd	RE-001-2013	Conception des droits
NOVA Gas Transmission Ltd	11/13	NOVA Gas Transmission Ltd	OF-Fac-Gas-N081- 2013-10 01	Conception des droits
Trans Mountain Pipeline LLC	12/13	Trans Mountain Pipeline LLC	OF-Fac-Oil-T260- 2013-03 01	Faisabilité économique et financière et avantages du projet
Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick				
Atlantic Wallboard/JD Irving Co	1/08	Enbridge Gas New Brunswick	MCTN #298600	Tarification d'EGNB
Atlantic Wallboard/Flakeboard	09/09, 6/10, 7/10	Enbridge Gas New Brunswick	NBEUB 2009-017	Tarification d'EGNB
Atlantic Wallboard/Flakeboard	1/14	Enbridge Gas New Brunswick	NBEUB Affaire 225	Tarification d'EGNB



PROMOTEUR	DATE	AFFAIRE/DEMANDEUR	NUMÉRO DE DOSSIER	OBJET
NH Public Utilities Commission				
Bus & Industry Association	6/89	P.S. Co. of New Hampshire	Numéro de dossier DR89-091	Coûts du carburant
Bus & Industry Association	5/90	Northeast Utilities	Numéro de dossier DR89-244	Questions de fusion et d'acquisition
Eastern Utilities Associates	6/90	Eastern Utilities Associates	Numéro de dossier DF89-085	Questions de fusion et d'acquisition
EnergyNorth Natural Gas	12/90	EnergyNorth Natural Gas	Numéro de dossier DE90-166	Pratiques d'achat du gaz
EnergyNorth Natural Gas	7/90	EnergyNorth Natural Gas	Numéro de dossier DR90-187	Contrats spéciaux, tarifs escomptés
Northern Utilities, Inc.	12/91	Commission Investigation	Numéro de dossier DR91-172	Tarifs escomptés génériques
Public Service Co. of New Hampshire	7/14	Public Service Co. of NH	Numéro de dossier DE 11-250	Prudence
New Jersey Board of Public Utilities				
Hilton/Golden Nugget	12/83	Atlantic Electric	B.P.U. 832-154	Politiques d'expansion des lignes
Golden Nugget	3/87	Atlantic Electric	B.P.U. No. 837-658	Politiques d'expansion des lignes
New Jersey Natural Gas	2/89	New Jersey Natural Gas	B.P.U. GR89030335J	Répartition des coûts / conception des tarifs
New Jersey Natural Gas	1/91	New Jersey Natural Gas	B.P.U. GR90080786J	Répartition des coûts / conception des tarifs



PROMOTEUR	DATE	AFFAIRE/DEMANDEUR	NUMÉRO DE DOSSIER	OBJET
New Jersey Natural Gas	8/91	New Jersey Natural Gas	B.P.U. GR91081393J	Conception des tarifs; clause de normalisation relative de la température
New Jersey Natural Gas	4/93	New Jersey Natural Gas	B.P.U. GR93040114J	Répartition des coûts / conception des tarifs
South Jersey Gas	4/94	South Jersey Gas	BRC Dock n° GR080334	Ajustement révisé du prix actualisé du gaz
New Jersey Utilities Association	9/96	Commission Investigation	BPU AX96070530	Récupération des coûts des avantages complémentaires de retraite
Morris Energy Group	11/09	Public Service Electric & Gas	BPU GR 09050422	Tarifs différenciés
New Jersey American Water Co.	4/10	New Jersey American Water Co.	BPU WR 1040260	Tarififications et révisions
Electric Customer Group	01/11	Instance visant des parties intéressées génériques	BPU GR10100761 et ER10100762	Normes de tarification et établissement des prix du gaz naturel



PROMOTEUR	DATE	AFFAIRE/DEMANDEUR	NUMÉRO DE DOSSIER	OBJET
New Mexico Public Service Commission				
Gas Company of New Mexico	11/83	Public Service Co. of New Mexico	Numéro de dossier 1835	Répartition des coûts / conception des tarifs
Southwestern Public Service Co., New Mexico	12/12	SPS New Mexico	Numéro de l'affaire 12-00350-UT	Tarifification, rendement des capitaux propres
New York Public Service Commission				
Iroquois Gas. Transmission	12/86	Iroquois Gas Transmission System	Numéro de l'affaire 70363	Marchés gaziers
Brooklyn Union Gas Company	8/95	Brooklyn Union Gas Company	Numéro de l'affaire 95-6-0761	Groupes d'experts sur les directives de l'industrie
Central Hudson, ConEdison et Niagara Mohawk	9/00	Central Hudson, ConEdison et Niagara Mohawk	Numéro de l'affaire 96-E-0909 Numéro de l'affaire 96-E-0897 Numéro de l'affaire 94-E-0098 Numéro de l'affaire 94-E-0099	Article 70, approbation de nouvelles installations
Central Hudson, New York State Electric & Gas, Rochester Gas & Electric	5/01	Requête conjointe de NiMo, NYSEG, RG&E, Central Hudson, Constellation et Nine Mile Point	Numéro de l'affaire 01-E-0011	Article 70, témoignage contraire



PROMOTEUR	DATE	AFFAIRE/DEMANDEUR	NUMÉRO DE DOSSIER	OBJET
Rochester Gas & Electric	12/03	Rochester Gas & Electric	Numéro de l'affaire 03-E-1231	Vente d'une centrale nucléaire
Rochester Gas & Electric	01/04	Rochester Gas & Electric	Numéro de l'affaire 03-E-0765 Numéro de l'affaire 02-E-0198 Numéro de l'affaire 03-E-0766	Vente d'une centrale nucléaire; traitement tarifaire de la vente
Rochester Gas and Electric et NY State Electric & Gas Corp	2/10	Rochester Gas & Electric NY State Electric & Gas Corp	Numéro de l'affaire 09-E-0715 Numéro de l'affaire 09-E-0716 Numéro de l'affaire 09-E-0717 Numéro de l'affaire 09-E-0718	Politique d'amortissement
Nova Scotia Utility and Review Board				
Nova Scotia Power	9/12	Nova Scotia Power	Numéro de dossier P-893	Réponse à une demande d'audit
Nova Scotia Power	8/14	Nova Scotia Power	Numéro de dossier P-887	Réponse à une demande d'audit
Oklahoma Corporation Commission				
Oklahoma Natural Gas Company	6/98	Oklahoma Natural Gas Company	Numéro de l'affaire 980000177	Questions d'entreposage
Oklahoma Gas & Electric Company	9/05	Oklahoma Gas & Electric Company	Numéro de l'affaire PUD 200500151	Prudence de l'acquisition de McLain



PROMOTEUR	DATE	AFFAIRE/DEMANDEUR	NUMÉRO DE DOSSIER	OBJET
Oklahoma Gas & Electric Company	03/08	Oklahoma Gas & Electric Company	Numéro de l'affaire PUD 200800086	Acquisition de l'installation de production Redbud
Oklahoma Gas & Electric Company	08/14	Oklahoma Gas & Electric Company	Numéro de l'affaire PUD 201400229	Plan intégré des ressources
Commission de l'énergie de l'Ontario				
Market Hub Partners Canada, L.P.	5/06	Table ronde sur l'interface en matière d'électricité et de gaz naturel	Numéro de dossier EB-2005-0551	Tarifs du marché pour l'entreposage
Pennsylvania Public Utility Commission				
ATOC	4/95	Equitrans	Numéro de dossier R-00943272	Conception des tarifs, tarification séparée
ATOC	3/96 4/96	Equitrans	Numéro de dossier P-00940886	Conception des tarifs, tarification séparée
Rhode Island Public Utilities Commission				
Newport Electric	7/81	Newport Electric	Numéro de dossier 1599	Érosion des tarifs
South County Gas	9/82	South County Gas	Numéro de dossier 1671	Coût du capital
New England Energy Group	7/86	Providence Gas Company	Numéro de dossier 1844	Répartition des coûts / conception des tarifs
Providence Gas	8/88	Providence Gas Company	Numéro de dossier 1914	Prévision de la charge, planification au moindre coût



PROMOTEUR	DATE	AFFAIRE/DEMANDEUR	NUMÉRO DE DOSSIER	OBJET
Providence Gas Company and The Valley Gas Company	1/01 3/02	Providence Gas Company and The Valley Gas Company	Numéros de dossier 1673 et 1736	Stratégie d'atténuation des coûts du gaz
The New England Gas Company	3/03	New England Gas Company	Numéro de dossier 3459	Coût du capital
Texas Public Utility Commission				
Southwestern Electric	5/83	Southwestern Electric		Coût du capital, immobilisations en cours
P.U.C. General Counsel	11/90	Texas Utilities Electric Company	Numéro de dossier 9300	Pratiques d'achat du gaz, prudence
Oncor Electric Delivery Company	8/07	Oncor Electric Delivery Company	Numéro de dossier 34040	Politique de réglementation, taux de rendement, rendement du capital et redressement fiscal consolidé
Oncor Electric Delivery Company	6/08	Oncor Electric Delivery Company	Numéro de dossier 35717	Politique de réglementation
Oncor Electric Delivery Company	10/08, 11/08	Oncor, TCC, TNC, ETT, LCRA TSC, Sharyland, STEC, TNMP	Numéro de dossier 35665	Zones d'énergie renouvelable concurrentielle
CenterPoint Energy	6/10 10/10	CenterPoint Energy/Houston Electric	Numéro de dossier 38339	Politique de réglementation, risque, taxes consolidées
Oncor Electric Delivery Company	1/11	Oncor Electric Delivery Company	Numéro de dossier 38929	Politique de réglementation, risque
Cross Texas Transmission	08/12 11/12	Cross Texas Transmission	Numéro de dossier 40604	Rendement des capitaux propres



PROMOTEUR	DATE	AFFAIRE/DEMANDEUR	NUMÉRO DE DOSSIER	OBJET
Southwestern Public Service	11/12	Southwestern Public Service	Numéro de dossier 40824	Rendement des capitaux propres
Lone Star Transmission	5/14	Lone Star Transmission	Numéro de dossier 42469	Rendement des capitaux propres, dette, coût du capital
Texas Railroad Commission				
Western Gas Interstate Company	1/85	Southern Union Gas Company	Dossier 5238	Coût du service
Atmos Pipeline Texas	9/10; 1/11	Atmos Pipeline Texas	GUD 10000	Politique de tarification; risque
Texas State Legislature				
CenterPoint Energy	4/13	Association of Electric Companies of Texas	SB 1364	Législation relative à la clause d'ajustement fiscal consolidé
Utah Public Service Commission				
AMAX Magnesium	1/88	Mountain Fuel Supply Company	Numéro de l'affaire 86-057-07	Répartition des coûts / conception des tarifs
AMAX Magnesium	4/88	Utah P&L/Pacific P&L	Numéro de l'affaire 87-035-27	Fusion et acquisition
Utah Industrial Group	7/90 8/90	Mountain Fuel Supply	Numéro de l'affaire 89-057-15	Tarifs pour le transport du gaz
AMAX Magnesium	9/90	Utah Power & Light	Numéro de l'affaire 89-035-06	Compte équilibré d'une société d'électricité
AMAX Magnesium	8/90	Utah Power & Light	Numéro de l'affaire 90-035-06	Priorités du service d'électricité



PROMOTEUR	DATE	AFFAIRE/DEMANDEUR	NUMÉRO DE DOSSIER	OBJET
Questar Gas Company	12/07	Questar Gas Company	Numéro de dossier 07-057-13	Analyse comparative en appui au RCT
Vermont Public Service Board				
Green Mountain Power	8/82	Green Mountain Power	Numéro de dossier 4570	Érosion des tarifs
Green Mountain Power	12/97	Green Mountain Power	Numéro de dossier 5983	Coût du service
Green Mountain Power	7/98, 9/00	Green Mountain Power	Numéro de dossier 6107	Tarifification
Wisconsin Public Service Commission				
WEC & WICOR	11/99	WEC	Numéro de dossier 9401-YO-100 Numéro de dossier 9402-YO-101	Approbation de l'acquisition du capital-actions de WICOR
Wisconsin Electric Power Company	1/07	Wisconsin Electric Power Co.	Numéro de dossier 6630-EI-113	Vente d'une centrale nucléaire
Wisconsin Electric Power Company	10/09	Wisconsin Electric Power Co.	Numéro de dossier 6630-CE-302	Demande d'un certificat de commodité et de nécessité publiques pour un projet éolien
Northern States Power Wisconsin	10/13	Xcel Energy (dba Northern States Power Wisconsin)	Numéro de dossier 4220-UR-119	Ajustements des coûts du carburant
Wisconsin Electric Power Company	11/1/13	Wisconsin Electric Power Co.	Numéro de dossier 6630-FR-104	Ajustement des coûts du carburant



PROMOTEUR	DATE	AFFAIRE/DEMANDEUR	NUMÉRO DE DOSSIER	OBJET
WE Energy	08/14	WE Energy/Integrus	Numéro de dossier 9400-YO-100	Approbation d'une fusion



PROMOTEUR	DATE	AFFAIRE/DEMANDEUR	NUMÉRO DE DOSSIER	OBJET
American Arbitration Association				
Michael Polsky	3/91	M. Polsky vs. Indeck Energy		Évaluation d'entreprise, dommages-intérêts
ProGas Limited	7/92	ProGas Limited v. Texas Eastern		Arbitrage relatif à un contrat gazier
Attala Generating Company	12/03	Attala Generating Co v. Attala Energy Co.	Numéro de l'affaire 16-Y-198-00228-03	Évaluation d'un projet énergétique; rupture de contrat; dommages-intérêts
Nevada Power Company	4/08	Nevada Power v. Nevada Cogeneration Assoc. #2		Convention d'achat d'électricité
Sensata Technologies, Inc./EMS Engineered Materials Solutions, LLC	1/11	Sensata Technologies, Inc./EMS Engineered Materials Solutions, LLC v. Pepco Energy Services	Numéro de l'affaire 11-198-Y-00848-10	Litige/dommages-intérêts relatifs à un changement d'utilisation
Commonwealth of Massachusetts, Appellate Tax Board				
NStar Electric Company	8/14	NStar Electric Company		Méthode d'évaluation
Commonwealth of Massachusetts, Suffolk Superior Court				
John Hancock	1/84	Trinity Church v. John Hancock	Numéro de l'affaire 4452	Quantification des dommages-intérêts
State of Colorado District Court, County of Garfield				
Questar Corporation, et al	11/00	Questar Corporation, et al.	Numéro de l'affaire 00CV129-A	Obligations fiduciaires des associés



PROMOTEUR	DATE	AFFAIRE/DEMANDEUR	NUMÉRO DE DOSSIER	OBJET
State of Delaware, Court of Chancery, New Castle County				
Wilmington Trust Company	11/05	Calpine Corporation vs. Bank Of New York et Wilmington Trust Company	Numéro de l'affaire 1669-N	Engagements relatifs à un acte de fiducie
Illinois Appellate Court, Fifth Division				
Norweb, plc	8/02	Indeck No. America v. Norweb	Numéro de dossier 97 CH 07291	Rupture de contrat, évaluation d'une centrale nucléaire
Groupe d'arbitrage indépendant				
Alberta Northeast Gas Limited	2/98	ProGas Ltd., Canadian Forest Oil Ltd., AEC Oil & Gas		
Ocean State Power	9/02	Ocean State Power vs. ProGas Ltd.	Arbitrage 2001/2002	Arbitrage relatif aux prix du gaz
Ocean State Power	2/03	Ocean State Power vs. ProGas Ltd.	Arbitrage 2002/2003	Arbitrage relatif aux prix du gaz
Ocean State Power	6/04	Ocean State Power vs. ProGas Ltd.	Arbitrage 2003/2004	Arbitrage relatif aux prix du gaz
Shell Canada Limited	7/05	Shell Canada Limited et Nova Scotia Power Inc.		Arbitrage relatif aux prix d'un contrat gazier



PROMOTEUR	DATE	AFFAIRE/DEMANDEUR	NUMÉRO DE DOSSIER	OBJET
International Court of Arbitration				
Wisconsin Gas Company, Inc.	2/97	Wisconsin Gas Co. vs. Pan-Alberta	Numéro de l'affaire 9322/CK	Arbitrage relatif à un contrat
Minnegasco, A Division of NorAm Energy Corp.	3/97	Minnegasco vs. Pan-Alberta	Numéro de l'affaire. 9357/CK	Arbitrage relatif à un contrat
Utilicorp United Inc.	4/97	Utilicorp vs. Pan-Alberta	Numéro de l'affaire 9373/CK	Arbitrage relatif à un contrat
IES Utilities	97	IES vs. Pan-Alberta	Numéro de l'affaire 9374/CK	Arbitrage relatif à un contrat
State of New Jersey, Mercer County Superior Court				
Transamerica Corp., et. al.	7/07, 10/07	IMO Industries Inc. vs. Transamerica Corp., et. al.	Numéro de dossier L-2140-03	Dommmages-intérêts relatifs à la rupture de contrat, valeur de l'entreprise
State of New York, Nassau County Supreme Court				
Steel Los III, LP	6/08	Steel Los II, LP & Associated Brook, Corp v. Power Authority of State of NY	Index n° 5662/05	Saisie immobilière
Province of Alberta, Court of Queen's Bench				
Alberta Northeast Gas Limited	5/07	Cargill Gas Marketing Ltd. vs. Alberta Northeast Gas Limited	Numéro de la cause 0501-03291	Pratiques d'adjudication des contrats relatifs au gaz



PROMOTEUR	DATE	AFFAIRE/DEMANDEUR	NUMÉRO DE DOSSIER	OBJET
State of Rhode Island, Providence City Court				
Aquidneck Energy	5/87	Laroche vs. Newport		Planification au moindre coût
State of Texas Hutchinson County Court				
Western Gas Interstate	5/85	State of Texas vs. Western Gas Interstate Co.	Numéro de l'affaire 14 843	Coût du service
State of Texas District Court of Nueces County				
Northwestern National Insurance Company	11/11	ASARCO LLC	N° 01-2680-D	Dommmages-intérêts
State of Utah Third District Court				
PacifiCorp & Holme, Roberts & Owen, LLP	1/07	USA Power & Spring Canyon Energy vs. PacifiCorp. et. al.	N° civil 050903412	Dommmages-intérêts relatifs à la rupture de contrat
U.S. Bankruptcy Court, District of New Hampshire				
EUA Power Corporation	7/92	EUA Power Corporation	Numéro de l'affaire BK-91-10525-JEY	Solvabilité avant le dépôt du bilan
U.S. Bankruptcy Court, District Of New Jersey				
Ponderosa Pine Energy Partners, Ltd.	7/05	Ponderosa Pine Energy Partners, Ltd.	Numéro de l'affaire 05-21444	Contrat à terme Traitement de la faillite



PROMOTEUR	DATE	AFFAIRE/DEMANDEUR	NUMÉRO DE DOSSIER	OBJET
U.S. Bankruptcy Court, No. District of New York				
Cayuga Energy, NYSEG Solutions, The Energy Network	09/09	Cayuga Energy, NYSEG Solutions, The Energy Network	Numéro de l'affaire 06-60073-6-sdg	Continuité de l'exploitation
U.S. Bankruptcy Court, So. District Of New York				
Johns Manville	5/04	Enron Energy Mktg. v. Johns Manville; Enron No. America v. Johns Manville	Numéro de l'affaire 01-16034 (AJG)	Rupture de contrat; dommages-intérêts
U.S. Bankruptcy Court, Northern District Of Texas				
Southern Maryland Electric Cooperative, Inc. et Potomac Electric Power Company	11/04	Mirant Corporation, et al. v. SMECO	Numéro de l'affaire 03-4659; n° de dossier (partie adverse) 04-4073	Interprétation des CAE; location
U. S. Court of Federal Claims				
Boston Edison Company	7/06, 11/06	Boston Edison v. Department of Energy	Numéro 99-447C Numéro 03-2626C	Litige relatif au combustible épuisé
Consolidated Edison of New York	08/07	Consolidated Edison of New York, Inc. and subsidiaries v. United States	Numéro 06-305T	Location, litige fiscal
Consolidated Edison Company	2/08, 6/08	Consolidated Edison Company v. United States	Numéro 04-0033C	Rapport d'expert relatif au combustible épuisé
Vermont Yankee Nuclear Power Corporation	6/08	Vermont Yankee Nuclear Power Corporation	Numéro 03-2663C	Rapport d'expert relatif au combustible épuisé



PROMOTEUR	DATE	AFFAIRE/DEMANDEUR	NUMÉRO DE DOSSIER	OBJET
U. S. District Court, Boulder County, Colorado				
KN Energy, Inc.	3/93	KN Energy vs. Colorado GasMark, Inc.	Numéro de l'affaire 92 CV 1474	Interprétation des contrats relatifs au gaz
U. S. District Court, Northern California				
Pacific Gas & Electric Co./PGT PG&E/PGT Pipeline Exp. Project	4/97	Norcen Energy Resources Limited	Numéro de l'affaire C94-0911 VRW	Réclamation relative à la fraude
U. S. District Court, District of Connecticut				
Constellation Power Source, Inc.	12/04	Constellation Power Source, Inc. v. Select Energy, Inc.	Poursuite au civil 304 CV 983 (RNC)	Structure ISO, structure de contrat
U.S. District Court, Northern District of Illinois, Eastern Division				
U.S. Securities and Exchange Commission	4/12	U.S. Securities and Exchange Commission v. Thomas Fisher, Kathleen Halloran, and George Behrens	Numéro de l'affaire 07 C 4483	Prudence, PBR
U. S. District Court, Massachusetts				
Eastern Utilities Associates & Donald F. Pardus	3/94	NECO Enterprises Inc. vs. Eastern Utilities Associates	N° de la poursuite au civil 92-10355-RCL	Ventes de Seabrook Power
U. S. District Court, Montana				
KN Energy, Inc.	9/92	KN Energy v. Freeport MacMoRan	Numéro de dossier CV 91-40-BLG-RWA	Règlement à un contrat gazier



PROMOTEUR	DATE	AFFAIRE/DEMANDEUR	NUMÉRO DE DOSSIER	OBJET
U.S. District Court, New Hampshire				
Portland Natural Gas Transmission and Maritimes & Northeast Pipeline	9/03	Public Service Company of New Hampshire vs. PNGTS and M&NE Pipeline	Numéro de dossier C-02-105-B	Perturbation d'une emprise pour le transport de l'électricité
U. S. District Court, Southern District of New York				
Central Hudson Gas & Electric	11/99, 8/00	Central Hudson v. Riverkeeper, Inc., Robert H. Boyle, John J. Cronin	Poursuite au civil 99 Civ 2536 (BDP)	Restructuration électrique, impacts environnementaux
Consolidated Edison	3/02	Consolidated Edison v. Northeast Utilities	Numéro de l'affaire 01 Civ. 1893 (JGK) (HP)	Normes sectorielles de vérification diligente
Merrill Lynch & Company	1/05	Merrill Lynch v. Allegheny Energy, Inc.	Poursuite au civil 02 CV 7689 (HB)	Vérification diligente, rupture de contrat, dommages-intérêts
U. S. District Court, Eastern District of Virginia				
Aquila, Inc.	1/05, 2/05	VPEM v. Aquila, Inc.	Poursuite au civil 304 CV 411	Rupture de contrat, dommages-intérêts
U. S. District Court, Portland Maine				
ACEC Maine, Inc. et al.	10/91	CIT Financial vs. ACEC Maine	Numéro de dossier 90-0304-B	Évaluation de projet



PROMOTEUR	DATE	AFFAIRE/DEMANDEUR	NUMÉRO DE DOSSIER	OBJET
Combustion Engineering	1/92	Combustion Eng. vs. Miller Hydro	Numéro de dossier 89-0168P	Modélisation de la production; évaluation de projet
U.S. Securities and Exchange Commission				
Eastern Utilities Association	10/92	EUA Power Corporation	Numéro de dossier 70-8034	Évaluation d'EUA Power
Council of the District of Columbia Committee on Consumer and Regulatory Affairs				
Potomac Electric Power Co.	7/99	Potomac Electric Power Co.	Projet de loi 13-284	Restructuration des services publics



Octobre 2014

PROJET DU RÉSEAU PRINCIPAL DE L'EST

Évaluation environnementale et socioéconomique

Section 6 Emploi et économie

Soumis à :

RAPPORT



Numéro du rapport : 1311260045/5000/5001A



Table des matières

6.0	ÉVALUATION DES EFFETS ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIOÉCONOMIQUES.....	6-3
6.1	Emploi et économie	6-3
6.1.1	Méthode d'évaluation des effets	6-3
6.1.2	Effets potentiels, atténuation et effets résiduels prévus	6-5
6.1.3	Évaluation des effets résiduels prévus du Projet	6-14

TABLEAUX

Tableau 6.1-1 :	Effet sur l'emploi au Canada et en Ontario de la phase de construction, emplois équivalents temps plein (M\$).....	6-6
Tableau 6.1-2 :	Effet sur le revenu du travail au Canada et en Ontario de la phase de construction (M\$).....	6-7
Tableau 6.1-3 :	Effets sur la production économique et le produit intérieur brut au Canada et en Ontario de la phase de construction (M\$).....	6-12
Tableau 6.1-4 :	Revenus de taxation par type de taxe ou d'impôt pendant la phase de construction pour le Canada (M\$).....	6-13
Tableau 6.1-5 :	Revenus de taxation par type de taxe ou d'impôt pendant la phase de construction pour l'Ontario (M\$).....	6-13
Tableau 6.1-6 :	Effets potentiels sur l'emploi et l'économie, atténuation et renforcement et effets résiduels prévus.....	6-15
Tableau 6.1-7 :	Description des effets résiduels prévus du Projet et importance pour l'emploi et l'économie.....	6-17



6.0 ÉVALUATION DES EFFETS ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIOÉCONOMIQUES

6.1 Emploi et économie

6.1.1 Méthode d'évaluation des effets

Une modélisation des entrées-sorties et des estimations des dépenses directes du Projet ont été utilisées pour estimer les retombées économiques générales du Projet à l'échelle nationale, provinciale et locale. Cette méthode d'estimation comprenait les éléments clés suivants :

- Golder a utilisé le Modèle interprovincial d'entrées-sorties de Statistique Canada (le Modèle) afin de l'aider à calculer les retombées économiques du Projet sur les économies canadienne et ontarienne.
- Les données utilisées pour la modélisation des retombées économiques de la phase de construction du Projet ont été fournies par TransCanada et constituent une estimation de catégorie 5 des dépenses fondées sur l'étude de définition présentée dans la description du Projet en vue de la construction du Projet. TransCanada a fourni les données sur les dépenses par composante (pipeline ou station de compression) du Projet et a par la suite subdivisé les données par catégorie de dépense clé pour chaque composante.
- Certaines dépenses ont été exclues de la modélisation, car elles ne comportaient pas de répercussion économique, p. ex. l'acquisition de terrains, qui représente un transfert de biens entre les parties.
- Les dépenses proposées ont été ajoutées au Modèle de Statistique Canada afin d'estimer les retombées économiques du Projet.

Les retombées économiques éventuelles du Projet ont été évaluées à l'aide des indicateurs suivants :

- l'emploi;
- le revenu du travail;
- la production économique;
- le produit intérieur brut (PIB); et
- les revenus de taxation.

Seule la phase de construction du Projet a été analysée, car les répercussions économiques de la phase d'exploitation du Projet sont considérées comme négligeables étant donné que le Projet sera construit pour que TransCanada puisse satisfaire à ses obligations commerciales à la suite de la cession proposée de certaines installations existantes de la canalisation principale canadienne à Oléoduc Énergie Est Ltée (Énergie Est) et de la conversion subséquente de ces installations du transport gazier au transport pétrolier. TransCanada estime que les emplois directs supplémentaires créés par le Projet pendant sa phase d'exploitation consisteront en cinq ETP (opérateurs) environ sur une base annuelle. Le PIB direct supplémentaire annuel au cours de la phase d'exploitation se limiterait au revenu du travail associé à ces cinq opérateurs.



ÉES DU PROJET DU RÉSEAU PRINCIPAL DE L'EST

La construction du Projet devrait s'échelonner entre mai 2016 et novembre 2016. Certains travaux de construction pourraient se poursuivre jusqu'en 2017. La conception du Projet et la planification de la construction commenceront en 2014. Les répercussions économiques des dépenses associées à la planification et à la conception technique sont prises en compte dans l'analyse. Le Projet du réseau principal de l'Est devrait être pleinement mis en service à compter du quatrième trimestre de 2016.

Les coûts financiers estimatifs totalisent environ 1,3 G\$ pour la conception technique, la construction du pipeline et l'ajout de nouveaux compresseurs aux stations de compression existantes. Cette estimation comprend des hypothèses concernant l'indexation des coûts et les imprévus. Toute la construction du pipeline et des ajouts aux stations de compression s'effectuera en Ontario, mais certains biens et services proviendront d'autres provinces et de l'étranger.

La modélisation a produit des estimations des effets directs, indirects et induits du Projet sur les économies canadienne et ontarienne. L'analyse évalue les répercussions économiques directes, indirectes et induites combinées au cours de la phase de construction, où :

- Les effets directs mesurent la valeur ajoutée pour l'économie de l'augmentation des revenus bruts des sociétés qui construiraient le pipeline et les ajouts aux stations de compression.
- Les effets indirects mesurent la valeur ajoutée pour l'économie générée par les sociétés ayant des effets directs par leur demande d'intrants intermédiaires ou d'autres services de soutien. Par exemple, l'intensification de l'activité de construction fera augmenter la demande de services publics, de transport et de services financiers et d'assurance.
- Les effets induits sont observés lorsque les employés de ces secteurs dépensent leur salaire et que les propriétaires dépensent leurs profits. Les achats générés mènent à de nouveaux emplois, salaires, revenus et revenus de taxation, et leurs effets peuvent être ressentis dans une vaste gamme de secteurs.

Comme certains équipements seront importés, les effets directs et indirects sur les économies canadienne et ontarienne seront atténués jusqu'à un certain point.

Ces effets représentent des effets supplémentaires pour ces économies étant donné que les dépenses du Projet pour des biens, des matériaux, des services et de la main-d'œuvre relatifs à la construction ne se produiraient pas en l'absence du Projet. Les effets économiques directs du Projet sont amplifiés par les économies locales et provinciales de même que par l'économie nationale en raison des effets économiques indirects provenant des dépenses directes du Projet pour des biens et services et des effets induits provenant des dépenses pour l'acquisition de services de consommation et de services personnels qui sont soutenues par les traitements et salaires relatifs au Projet.

La modélisation de cette analyse comprenait la création d'un choc entre le Modèle et le changement instigué par le Projet sur la production de l'industrie. Les passages ou les chocs du modèle d'entrées-sorties sont considérés soit comme des changements dans la production d'une industrie ou comme des changements dans les dépenses consacrées à un panier donné de biens et services (un choc de la demande), soit comme une combinaison des deux approches. Un choc de la production sectorielle est habituellement utilisé pour estimer les effets économiques associés à un nouveau projet d'infrastructure. Le changement instigué par ce Projet



dans la production sectorielle est cumulatif et constitue donc un choc pour les économies canadienne et provinciales.

Les fonctions relatives à la production sectorielle du Modèle intègrent les exigences relatives à la fourniture de données moyennées fondées sur les importations interprovinciales et internationales, si bien que les résultats de la modélisation intègrent uniquement les effets associés aux biens et services consommés par le Projet qui sont produits à l'intérieur du Canada. Cette fonction permet également de considérer les effets sur une province, c.-à-d. de considérer uniquement les effets associés aux biens et services produits au sein d'une province donnée. Les résultats de la modélisation sont exprimés en dollars canadiens constants de 2013. Les estimations de ces effets sont à jour à l'automne 2013, mais sont susceptibles d'être modifiées à mesure que la conception du Projet sera peaufinée en réponse à divers facteurs internes et externes aux processus de TransCanada¹.

L'issue des consultations tenues avec les parties intéressées et les Autochtones a également été prise en compte dans l'identification des effets potentiels et des mesures d'atténuation. Les questions relevées par les parties intéressées et les Autochtones en lien avec les effets économiques locaux (24 février, 2 avril et 14 avril 2014); les occasions d'emploi (14 janvier, 19 mars, 16 mai, 21 mai et 8 juin 2014); et les avantages économiques et taxes et impôts (15 avril et 10 juin 2014) ont été considérées dans la présente évaluation.

6.1.2 Effets potentiels, atténuation et effets résiduels prévus

6.1.2.1 Effets potentiels

Activité de la main-d'œuvre

Les effets estimés sur l'emploi de la phase de la construction à l'échelle nationale et provinciale sont présentés dans le tableau 6.1-1. Quelque 4 011 emplois directs ETP devraient être créés au cours de la phase de conception et de construction. La majorité des emplois directs seraient créés au cours d'une période de cinq à six mois pendant l'année 2016. Le travail s'effectuerait en Ontario puisqu'il est axé sur la construction du nouveau pipeline et des ajouts aux stations de compression, de sorte que les effets directs sur l'emploi sont les mêmes pour le Canada et pour l'Ontario. Tous les emplois directs seront probablement occupés par des résidents de l'Ontario, mais l'adjudication de contrats de construction pourrait faire en sorte que des entreprises du Québec et de l'Alberta fournissent une partie des services de construction, dont certains travailleurs pourraient être des résidents du Québec ou de l'Alberta.

Des emplois indirects en Ontario et dans quelques autres provinces seront également stimulés par les dépenses directes du Projet pour des biens et services produits au Canada. Il s'agit d'emplois dans la production de biens et services utilisés à titre d'intrants par les industries qui construiront le nouveau pipeline. Les emplois indirects au Canada au cours de la phase de construction du Projet devraient consister en 3 665 emplois ETP estimatifs, et la majorité d'entre eux (soit 3 194 emplois ETP ou 87 % de la main-d'œuvre) seraient basés en Ontario.

Seulement une faible part des emplois dans le secteur de l'approvisionnement devraient être basés dans d'autres provinces : 223 emplois ETP (6 %) au Québec, 99 emplois ETP (3 %) en Alberta et 71 emplois ETP (2 %) en Colombie-Britannique. La concentration des emplois indirects en Ontario est attribuable au fait que la

¹ Pour l'estimation des effets sur l'emploi, les dépenses en immobilisations du Projet ont été exprimées en dollars de 2010 plutôt qu'en dollars de 2013 afin d'éviter de surestimer le nombre d'emplois créés étant donné que le Modèle applique un ratio de 2010 à chaque tranche de 1 M\$ de production sectorielle pour estimer les effets sur l'emploi.



construction du pipeline aura entièrement lieu dans cette province ainsi qu'à l'importance assez grande du secteur de l'approvisionnement en Ontario.

Les effets induits sur l'emploi au cours de la phase de construction devraient être observés principalement en Ontario étant donné que la majorité des emplois directs et indirects seront créés dans cette province. De plus, les dépenses par les ménages des traitements et salaires gagnés par les employés directs et indirects associés au Projet se produiront pour la plupart en Ontario. Les effets induits sur l'emploi du Projet sont estimés à 2 011 emplois ETP au sein du Canada, dont 1 611 (80 %) seraient basés en Ontario.

L'effet total sur l'emploi au cours de la phase de construction du Projet devrait consister en 9 687 emplois ETP estimatifs au Canada, dont 8 816 (91 %) seront en Ontario.

Tableau 6.1-1 : Effet sur l'emploi au Canada et en Ontario de la phase de construction, emplois équivalents temps plein (M\$)²

	Canada	Ontario	Autres provinces et territoires
Direct	4 011	4 011	-
Indirect	3 665	3 194	471
Induit	2 011	1 611	400
Total	9 687	8 816	871

Les cinq principaux secteurs d'approvisionnement devraient représenter la moitié (51 %) de l'emploi indirect en Ontario, qui est la province qui représente la plus grande part des emplois indirects du Projet. L'architecture, le génie et les services connexes devraient obtenir la plus grande part des emplois indirects en Ontario, soit 1 225 emplois ETP (37,1 %). Les autres secteurs qui obtiendront des parts importantes des emplois indirects du Projet en Ontario sont les suivants :

- les services spécialisés de design : 4,8 %
- les grossistes - distributeurs de matériaux et de fournitures de construction : 3,8 %
- les activités de soutien à l'extraction pétrolière et gazière : 2,1 %
- les services de conception de systèmes informatiques : 1,7 %
- le transport par camion : 1,5 %
- les services de conseils en gestion et de conseils scientifiques et techniques : 1,5 %;
- les services alimentaires : 1,3 %; et
- la location et la location à bail : 1,3 %.

² Les valeurs indiquées dans les tableaux du présent rapport sont arrondies et pourraient donc ne pas concorder directement avec les sommes et pourcentages présentés.



Il s'agit de résultats logiques de la modélisation des effets puisque la construction du Projet nécessitera des produits en acier, des services continus de design et d'ingénierie qui seront requis pendant toute la période de construction, et divers services relatifs à la construction seront requis.

Le Modèle prévoit un nombre restreint d'emplois indirects au Québec (223 emplois ETP), principalement dans les domaines de l'architecture, du génie et des services connexes, des grossistes-distributeurs de matériaux et de fournitures de construction et du transport par camion ainsi qu'un nombre restreint en Alberta (99 emplois ETP), principalement dans les domaines de l'architecture, du génie et des services connexes et de la fabrication de produits en acier.

Les effets estimés sur le revenu du travail de la phase de construction à l'échelle nationale et provinciale sont présentés dans le tableau 6.1-2. Les effets sur le revenu du travail correspondent étroitement avec les effets sur l'emploi susmentionnés. Le Projet devrait générer environ un tiers de un milliard de dollars (353,1 M\$) en revenus du travail directs supplémentaires, et cet effet devrait se produire entièrement en Ontario. La rémunération annuelle moyenne des employés directs devrait être relativement élevée, soit environ 88 000 \$ par emploi ETP direct en raison des salaires et des avantages supérieurs dans le secteur de la construction de projets industriels. La rémunération annuelle moyenne devrait être inférieure pour les emplois indirects et induits, soit 59 000 \$ par emploi ETP indirect et 45 000 \$ par emploi ETP induit en Ontario.

Compte tenu des trois niveaux d'effets sur l'emploi, directs, indirects et induits, le Projet entraînerait 713,7 M\$ supplémentaires en revenus du travail (ou des ménages) au Canada, dont 660,1 M\$ (92 %) seraient gagnés en Ontario.

Tableau 6.1-2 : Effet sur le revenu du travail au Canada et en Ontario de la phase de construction (M\$)

	Canada	Ontario	Autres provinces et territoires
Direct	353,1	353,1	–
Indirect	248,4	216,6	31,8
Induit	112,2	90,4	21,8
Total	713,7	660,1	53,6

– indique que tout le revenu du travail direct pour le Projet devrait provenir de la province de l'Ontario.

Une vaste gamme de professions et de métiers serait requise pour le Projet, notamment des ingénieurs de pipeline, des soudeurs, des vérificateurs de soudures, des opérateurs de FDH, des camionneurs, des opérateurs de machinerie lourde, des surveillants de la construction de pipelines, des agents de santé et sécurité, des travailleurs semi-qualifiés (comme des aides-soudeurs) et des travailleurs en construction générale.

La plupart des travailleurs seraient embauchés directement par les sociétés effectuant les travaux pour TransCanada ou par les sociétés agissant à titre de sous-entrepreneurs pour les entrepreneurs principaux. Ces travailleurs n'ont pas encore été embauchés, de sorte que la distribution précise des emplois du Projet par lieu de résidence n'est pas encore connue; toutefois, le fait que le pipeline soit situé dans le sud de l'Ontario, qui comporte une vaste main-d'œuvre diversifiée, tend à indiquer que la plupart ou la totalité des travailleurs de la construction du Projet proviendront de communautés près du Projet, dont le Toronto métropolitain.



ÉES DU PROJET DU RÉSEAU PRINCIPAL DE L'EST

Comme il est décrit dans la section 5.20, en 2011, la ZÉL socioéconomique comptait une main-d'œuvre composée de 623 045 travailleurs ainsi qu'un taux de chômage de 8,2 % (soit environ 51 000 personnes à la recherche d'un emploi). La ZÉR socioéconomique comptait une main-d'œuvre composée de 1 221 865 travailleurs et un taux de chômage de 7,8 % en 2011 (soit environ 95 000 personnes à la recherche d'un emploi). Ces taux de chômage sont relativement élevés et représentent une source de travailleurs disponibles à laquelle le Projet pourra recourir. Les effets du Projet sur les marchés locaux de l'emploi dépendraient de la capacité de la main-d'œuvre locale à répondre à la demande de main-d'œuvre locale pendant que l'ensemble du marché local de l'emploi demeure en équilibre. La capacité locale est définie comme le nombre de personnes qualifiées sans emploi au sein de la ZÉL ou de la ZÉR en excédent du taux de chômage naturel de 5 %³. Par exemple, si le taux de chômage de référence dans la ZÉL est de 8 % pour les professions ou métiers requis pour des emplois directs, indirects et induits et que le Projet embauche des personnes occupant ces professions ou métiers dans la population locale, le marché de l'emploi demeurerait en équilibre jusqu'au moment où le taux de chômage baisserait à environ 5 %.

La définition de la capacité du marché de l'emploi ne comprend pas les personnes qui occupent un emploi. Toutefois, la notion de population active est dynamique du fait que certains de ses membres qui occupent un emploi pourraient quitter leur emploi afin d'accepter un poste au sein du Projet, et ces postes à pourvoir pourraient par la suite être pourvus par des personnes de la population locale ou par des travailleurs migrants qui soulageraient la pénurie de main-d'œuvre locale⁴.

Au sein de la ZÉR socioéconomique, un compte un vaste bassin de personnes sans emploi auxquelles le Projet pourrait recourir compte tenu du nombre relativement élevé de personnes sans emploi dans la région, soit environ 34 000 personnes. Le Projet aurait des besoins de main-d'œuvre spécifique dans les domaines susmentionnés pour la construction du pipeline, mais il y aurait également des besoins de main-d'œuvre plus générale en ce qui a trait à la demande de main-d'œuvre indirecte et induite associée au Projet. En raison de la proximité du terminus de l'ouest du nouveau pipeline au sein du Toronto métropolitain, il existerait un bassin de travailleurs encore plus vaste auquel il serait possible de recourir que le bassin représenté au sein de la ZÉR, c.-à-d. qu'il serait possible de recourir à des membres disponibles de la population active à Peel, à Halton et à Toronto en raison de la proximité du Projet avec ces communautés et leur population active. La région métropolitaine de recensement de Toronto comptait une population active de 3,4 millions de travailleurs et un taux de chômage de 8,2 % en 2013 (Invest Toronto 2014).

Étant donné que l'on compte recourir aux travailleurs du sud de l'Ontario pour répondre aux besoins de main-d'œuvre directs et indirects, les travailleurs associés aux secteurs du détail, des finances, des services professionnels, des services alimentaires et des services personnels, qui répondent aux besoins des ménages,

³ Le Conference Board du Canada (2007) a estimé le taux de chômage naturel en Ontario à 5,2 %. Le taux de chômage naturel est le niveau de chômage dans une économie qui fonctionne à plein régime et dont les augmentations de salaire sont graduelles et non inflationnistes. Un tel scénario prévoit que des travailleurs seront au chômage compte tenu du temps nécessaire pour trouver un travail, du fait que certains chercheurs d'emploi attendront de trouver un salaire plus élevé ou un travail en particulier et que certaines personnes ne sont pas disposées à déménager pour accepter un nouvel emploi pour une diversité de raisons. L'embauche locale en excédent du taux de chômage d'environ 5 % donnerait lieu à des conséquences défavorables pour le marché de l'emploi comme des pénuries de main-d'œuvre persistantes, une réduction des niveaux de service et des retards dans la réalisation du travail. Si le taux de chômage est inférieur au taux de chômage naturel, la main-d'œuvre locale ne pourrait contribuer à répondre à l'offre de main-d'œuvre du Projet tout en maintenant un marché de l'emploi équilibré.

⁴ Cette façon de définir la population active locale comme le bassin des personnes sans emploi comporte des limites puisque le taux de participation d'une région influence également cette capacité. Certaines personnes pourraient s'être retirées de la population active en raison de piètres perspectives d'emploi ou pour d'autres raisons, et la possibilité d'occasions d'emploi attrayantes pourraient les ramener dans la population active régionale. Le bassin de personnes sans emploi à la recherche de travail s'élargirait probablement avec l'avènement d'un important projet générant une diversité d'occasions d'emplois directs, indirects et induits.



des employés directs et indirects, seraient en grande partie situés dans les mêmes communautés que celles où résident les travailleurs directs et indirects. On prévoit 2 011 emplois ETP en Ontario liés à l'activité économique induite générée par le Projet.

La quasi-totalité des dépenses prévues du Projet seraient gérées par des contrats et sous-contrats destinés aux fournisseurs de biens et services. Il y aura probablement un ou deux entrepreneurs principaux pour les volets de l'ingénierie et de la construction, et ceux-ci concluront à leur tour à de nombreux contrats et sous-contrats pour les métiers spécialisés, les services professionnels et de nombreux autres éléments. Les contrats de services spécialisés pourraient viser notamment :

- les services d'excavation, dont le défrichage, le nivellement et l'excavation de tranchées;
- divers services de base, dont le pliage, la soudure, l'abaissement, le remblayage, les essais hydrostatiques des conduites et le nettoyage;
- le FDH; et
- l'assemblage, l'installation et la vérification des soupapes.

Les pratiques d'approvisionnement de TransCanada et la conjoncture économique auraient une incidence sur le degré d'intérêt exprimé par les fournisseurs locaux et régionaux et donc sur la mesure dans laquelle les économies des communautés de la ZÉL et de la ZÉR pourraient maximiser leur part des retombées économiques du Projet. La part réelle capturée par les entreprises de chaque région dans l'une ou l'autre des phases n'est pas encore connue à ce stade et dépendrait de la capacité et du potentiel locaux au moment où TransCanada rechercherait des biens ou services ainsi que l'intérêt des entreprises locales à profiter de ces occasions. Des contrats seraient conclus pour divers biens, notamment les suivants :

- les refroidisseurs de gaz à air ambiant;
- les conduites de catégorie 1;
- les conduites de catégorie 3;
- les canalisations à paroi épaisse de catégorie 1;
- les canalisations à paroi épaisse de catégorie 3;
- le revêtement époxyde appliqué par fusion;
- les ensembles pour soupapes;
- les ensembles pour soupapes hybrides; et
- les coudes préfabriqués.

Des occasions supplémentaires existent pour des entreprises locales et régionales, comme l'hébergement, les restaurants, les stations-service et les fournisseurs de matériaux et de pièces. Même si l'ampleur des dépenses pour l'acquisition de biens produits localement dépendrait de la disponibilité, de la qualité et de la concurrentialité des prix de ces biens, la proximité du Projet avec le Toronto métropolitain et la très grande



importance du secteur de l'approvisionnement industriel dans cette région devraient faire en sorte qu'une grande quantité de biens et services seraient obtenus du sud de l'Ontario en général et du Toronto métropolitain en particulier. La Chambre de commerce du Toronto métropolitain (*Toronto Region Board of Trade*) a observé que la région de Toronto est le chef de file national quant au nombre d'emplois dans de nombreux secteurs importants, dont les services commerciaux, les services financiers, la publication, l'automobile, la transformation des aliments et l'éducation et la création de connaissances. La région compte sur une population active forte et diversifiée, les trois quarts de sa population étant en âge de travailler, et génère près de la moitié de la production économique de la province et près de 20 % de celle du pays (Chambre de commerce du Toronto métropolitain 2014).

Au même moment, des effets défavorables pourraient être observés sur la production économique et le PIB relativement à d'autres secteurs de l'économie que le pétrole et le gaz qui pourraient être touchés par le Projet. Par exemple, les besoins de main-d'œuvre du Projet pourraient mener à des pénuries de main-d'œuvre dans d'autres secteurs de l'économie. En outre, les salaires et revenus générés par la main-d'œuvre du Projet pourraient mener à une inflation locale des salaires et des services et biens. Le besoin d'hébergement temporaire pour loger les travailleurs de la construction requis pour le Projet pourrait mener à une indisponibilité de l'hébergement pour les touristes, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur les autres exploitants d'entreprises touristiques et sur le secteur économique du tourisme en général. Toutefois, en raison de la durée relativement courte de la phase de construction, il est peu probable que le Projet ait une incidence sur d'autres secteurs de l'économie par des pénuries de main-d'œuvre ou de l'inflation. Même si le Projet nécessitera de l'hébergement temporaire pendant de courtes périodes de temps dans diverses communautés suivant le déploiement du Projet, notamment, pour certaines communautés, pendant la saison de pointe du tourisme (c.-à-d. la saison estivale), aucun effet défavorable mesurable sur le secteur économique du tourisme dans son ensemble n'est prévu dans la ZÉL socioéconomique. De l'hébergement temporaire pour les travailleurs du Projet sera requis pendant de courtes périodes et ne devrait pas avoir d'incidence sur l'économie du tourisme dans l'ensemble de la ZÉL socioéconomique. Cela s'explique en partie par la différence entre le type d'hébergement local privilégié par les travailleurs du Projet et le marché du tourisme local : l'hébergement privilégié par les touristes dans la ZÉL socioéconomique tend à être situé près du lac Ontario et consiste souvent en de l'hébergement de type gîte touristique, tandis que les travailleurs du Projet privilégieraient probablement des hôtels ou des motels plus grands situés près de l'autoroute 401.

Il y aura également des occasions d'emplois directs pour les membres des communautés locales et régionales (y compris les membres des communautés autochtones), principalement pendant la construction du Projet. Les occasions d'emplois directs du Projet habituellement associées à la construction du pipeline et des installations sont dans les domaines suivants :

- la gestion et la supervision (p. ex. contremaître, contremaître adjoint, chef d'équipe);
- les services d'inspection des pipelines;
- les opérateurs de machinerie (p. ex. opérateur de machinerie lourde, grutier);
- les corps de métier, y compris les apprentis (p. ex. soudeur, mécanicien, tuyauteur, technicien);



ÉES DU PROJET DU RÉSEAU PRINCIPAL DE L'EST

- les travailleurs semi-qualifiés et non qualifiés (p. ex. aide-soudeur, coursier, aide-mécanicien, peintre, ouvrier); et
- la santé et la sécurité (p. ex. coordonnateur en santé, sécurité et environnement, professionnel des services médicaux d'urgence, professionnel de la sécurité).

TransCanada reconnaît l'importance d'offrir des occasions de participation et d'emploi à la population locale dans ses projets et tente de créer des occasions d'emploi à court et à long terme pour les membres des communautés locales et autochtones touchées par les activités du Projet; elle soutient également les occasions d'apprentissage pour les membres des communautés locales et autochtones dans le but d'accroître la capacité de ces communautés à participer à cette occasion de développement économique et à d'autres occasions de ce type. TransCanada tentera d'offrir aux entreprises autochtones l'occasion de participer à la construction du Projet au moyen de son programme de participation économique des autochtones. Des discussions avec les communautés et les entreprises autochtones de la région sont en cours afin de mieux comprendre les capacités et les occasions d'affaires et de maximiser la participation des entreprises et des membres des communautés autochtones au Projet. Il est prévu que les entreprises et les habitants locaux et régionaux (y compris les entreprises et les membres des communautés autochtones) participeront au Projet dans une certaine mesure en fournissant divers biens et services et tireront des avantages économiques de la construction du Projet. Des mesures visant à renforcer les avantages sur l'économie et l'emploi locaux sont présentés dans le Tableau 6.1-6.

Production économique et produit intérieur brut

Les effets estimés sur la production économique et le produit intérieur brut (PIB) de la phase de construction du Projet sont présentés dans le tableau Tableau 6.1-3. La production économique directe associée aux secteurs construisant le nouveau pipeline devrait s'établir à 1,255 G\$, et ce montant couvrirait les coûts de la main-d'œuvre pour l'ingénierie, la gestion de projets et les activités de construction sur place, les dépenses directes du Projet pour l'acquisition de biens et services et les rendements nets des sociétés construisant le pipeline.

La production indirecte du Projet devrait s'élever à 731,1 M\$ au Canada et à 613,3 M\$ en Ontario (84 %). La majorité de la production indirecte, c-à-d. les revenus bruts tout au long de la chaîne d'approvisionnement en biens et services, proviendrait de l'Ontario, et 51 secteurs de cette province devraient bénéficier de la création de 10 emplois ETP ou plus liés aux effets indirects du Projet. Le reste de la production économique indirecte du Projet est réparti principalement entre trois autres provinces : 33,7 M\$ (3 %) au Québec, 21,9 M\$ (2 %) en Alberta et 12,6 M\$ (1 %) en C.-B.

Des dépenses du Projet devraient également être consacrées à l'importation de biens et services, soit un montant estimatif de 258,6 M\$. Les tuyaux en acier devraient représenter la principale catégorie de biens importés, soit une part estimative de 27 % des importations totales du Projet (en fonction de la valeur en dollars). Les autres éléments qui devraient représenter des parts supérieures des importations relatives au Projet sont l'architecture, le génie et les services connexes (19 %), les soupapes et embouts en métal (10 %) et les appareils de mesure et de contrôle (6 %).

La majorité du PIB ou de la valeur ajoutée se compose du revenu du travail et des surplus d'exploitation, soit le revenu du profit brut. Le PIB direct supplémentaire est l'effet macroéconomique bénéfique du Projet et devrait



totaliser 557,1 M\$ au Canada et en Ontario, dont les trois cinquièmes proviendraient des effets du Projet sur le revenu du travail. L'effet direct sur le PIB devrait être entièrement observé en Ontario, ce qui s'explique, une fois de plus, par le fait que l'activité de construction s'effectue entièrement dans cette province.

L'effet total sur le PIB du Projet devrait s'élever à plus de un milliard de dollars au Canada et en Ontario, soit 1,185 G\$ et 1,083 G\$ respectivement. L'Ontario devrait bénéficier d'une part de plus de 90 % du PIB supplémentaire généré par le Projet, et cet effet est attribuable au fait que le Projet est situé en Ontario, à l'importance du secteur de l'approvisionnement industriel dans cette province et au fait que les dépenses induites associées aux emplois du Projet demeureront principalement en Ontario.

Tableau 6.1-3 : Effets sur la production économique et le produit intérieur brut au Canada et en Ontario de la phase de construction (M\$)

	Effet économique		Produit intérieur brut	
	Canada	Ontario	Canada	Ontario
Direct	1 255,2	1 255,2	557,5	557,5
Indirect	731,1	613,3	394,5	337,1
Induit	401,3	533,0	232,6	188,5
Total	2 387,6	2 185,1	1 184,7	1 083,1

Revenus de taxation

Le total des revenus de taxation tirés de la phase de construction du Projet est estimé à 311,6 M\$⁵. Le gouvernement fédéral devrait toucher 40 % des revenus, soit un montant estimatif 125,9 M\$ (Tableau 6.1-4). Environ le tiers du total des revenus de taxation, soit 100,7 M\$, devrait revenir au gouvernement de l'Ontario, et les administrations locales de l'Ontario devraient percevoir la majorité des revenus de taxation provinciaux, soit un montant estimatif de 73,8 M\$ (Tableau 6.1-5).

Les revenus tirés des revenus des particuliers représentent la principale source de revenus de taxation des gouvernements provenant de la phase de construction du Projet et sont estimés à 159,4 M\$ (Tableau 6.1-4). Le gouvernement de l'Ontario recevra 49,5 M\$ des revenus (Tableau 6.1-4).

⁵ Ce chiffre inclut les estimations pour l'impôt sur le revenu des particuliers, les taxes sur les produits et les taxes et impôts sur les facteurs de production. Il ne comprend pas l'estimation de l'impôt sur le revenu des sociétés puisque cet impôt n'est pas calculé à l'heure actuelle dans le Modèle de Statistique Canada. Il est plus difficile d'estimer l'impôt sur le revenu des sociétés que les autres impôts ou taxes en raison des caractéristiques non linéaires des règles d'imposition des sociétés. Des effets non linéaires surviennent lorsque des modifications de l'assiette fiscale de sociétés données ne sont pas nécessairement soumises au plein taux d'imposition des sociétés prévu par la loi en raison du statut actuel de ces sociétés. Cette situation est largement attribuable à l'existence de dispositions dans les règles d'imposition comme le report des pertes d'exploitation nettes et les crédits d'impôt, qui varient d'un secteur à l'autre. Les taxes sur les produits estimées comprennent la TVH, la TPS, la TVP, les taxes d'accise fédérales, les droits d'importation et les taxes sur les carburants, et les taxes et impôts sur les facteurs de production estimés comprennent l'impôt sur le capital, les droits de cession immobilière et l'impôt foncier.



ÉVALUATION DU PROJET DU RÉSEAU PRINCIPAL DE L'EST

Tableau 6.1-4 : Revenus de taxation par type de taxe ou d'impôt pendant la phase de construction pour le Canada (M\$)

	Directs et indirects	Induits	Total
Gouvernement fédéral			
Impôt sur le revenu des particuliers	95,0	14,9	109,9
Taxes sur les produits	2,3	13,0	15,3
Taxes et impôts sur les facteurs de production	0,6	0,1	0,7
Total	97,9	28,0	125,9
Gouvernements provinciaux			
Impôt sur le revenu des particuliers	42,8	6,8	49,5
Taxes sur les produits	16,8	21,0	37,8
Taxes et impôts sur les facteurs de production	17,4	4,8	22,1
Administrations locales	61,0	15,2	76,3
Total	235,9	75,8	311,6

Tableau 6.1-5 : Revenus de taxation par type de taxe ou d'impôt pendant la phase de construction pour l'Ontario (M\$)

	Directs et indirects	Induits	Total
Gouvernement fédéral (provenant de l'Ontario)			
Impôt sur le revenu des particuliers	91,6	12,3	103,9
Taxes sur les produits	2,1	11,6	13,7
Taxes et impôts sur les facteurs de production	0,6	0,1	0,7
Gouvernement provincial de l'Ontario			
Impôt sur le revenu des particuliers	40,0	4,9	44,9
Taxes sur les produits	16,2	18,9	35,2
Taxes et impôts sur les facteurs de production	16,4	4,2	20,6
Administrations locales	60,0	13,8	73,8
Total	226,9	65,8	292,8

La construction du Projet devrait générer une demande locale de biens, de services et de travailleurs, qui produira à son tour des revenus d'emploi et pour les entreprises directs et indirects, ce qui contribuera aux revenus de taxation locaux et régionaux. TransCanada s'engage à maximiser l'approvisionnement et les avantages locaux lorsque cela est possible.

6.1.2.2 Atténuation

Les effets du Projet sur la composante évaluée de l'emploi et l'économie sont positifs et sont soutenus par les mesures de renforcement énumérées au Tableau 6.1-6, qui s'inscrivent généralement dans l'engagement de TransCanada d'embaucher des membres des communautés autochtones.



6.1.2.3 Effets résiduels prévus

Les effets résiduels qui suivent devraient se produire sur l'emploi et l'économie en lien avec le Projet :

- l'augmentation des occasions d'affaires et d'emploi locales et régionales, principalement pendant la construction; et
- l'augmentation des revenus de taxation annuels pour les gouvernements fédéral et provinciaux et les administrations municipales, principalement pendant la construction.

6.1.3 Évaluation des effets résiduels prévus du Projet

Des effets résiduels ont été prévus sur l'emploi et l'économie par suite du Projet (Tableau 6.1-6). Ainsi, l'emploi et l'économie ont été reportés dans l'évaluation des effets propres au Projet et ont été considérés dans l'évaluation des effets cumulatifs.

Aucun effet fâcheux sur l'inflation locale (salaires et biens et services) ne devrait découler du Projet en raison de la courte période de construction et des avantages globaux modestes pour l'emploi et l'économie. En outre, la main-d'œuvre disponible devrait être suffisante pour éviter des effets fâcheux sur les autres secteurs de l'économie causés par des pénuries de main-d'œuvre. Les effets résiduels du Projet sur l'emploi et l'économie devraient être positifs (bénéfiques). Les effets fâcheux potentiels provenant de l'augmentation du nombre d'emplois et des dépenses sont abordés plus en détail sous l'angle du bien-être social et culturel (section 6.16 du rapport d'évaluation environnementale et socioéconomique [ÉES] préparé pour le Projet) et de la disponibilité et de la capacité de l'infrastructure et des services (section 6.18 du rapport d'ÉES préparé pour le Projet).

Les définitions de l'ampleur utilisées pour décrire les effets résiduels du Projet sont présentées dans le Tableau 4.5-1 du rapport d'ÉES préparé pour le Projet. La description et la détermination de l'importance des effets résiduels prévus sur l'emploi et l'économie sont résumés dans le Tableau 6.1-7 et sont abordées ci-après.



ÉES DU PROJET DU RÉSEAU PRINCIPAL DE L'EST

Tableau 6.1-6 : Effets potentiels sur l'emploi et l'économie, atténuation et renforcement et effets résiduels prévus

Indicateur clé / interaction	Description de l'effet potentiel	Atténuation et renforcement	Effet résiduel prévu
Activité de la main-d'œuvre			
Construction	Changement dans les occasions locales d'affaires et d'emploi	<ul style="list-style-type: none"> ■ TransCanada et ses entrepreneurs principaux recourront, dans la mesure du possible, à des employés et à des services locaux, y compris provenant des communautés autochtones, selon les compétences et la capacité de la main-d'œuvre et des entreprises locales et autochtones. ■ En prévision de la construction et de l'exploitation du Projet, TransCanada fournira de l'information sur l'admissibilité à conclure des contrats aux Agents du développement économique ou aux personnes occupant des fonctions équivalentes des communautés locales et autochtones afin d'expliquer les occasions de conclusion de contrats et d'emploi pour le Projet. ■ TransCanada intégrera des éléments portant sur la participation locale et autochtone dans la demande de propositions pour les entrepreneurs principaux et en tiendra compte dans l'évaluation des soumissions. ■ TransCanada fournira à l'entrepreneur principal ou aux entrepreneurs principaux retenus une liste des entrepreneurs affiliés à la communauté à qui ils pourraient confier du travail dans le cadre du Projet. ■ TransCanada organisera des rencontres communautaires avec l'entrepreneur principal ou les entrepreneurs principaux et y assistera afin de discuter de la façon dont les communautés locales et autochtones peuvent participer. ■ TransCanada informera les communautés locales et autochtones de l'identité de l'entrepreneur retenu après l'adjudication du contrat principal. ■ Les lots de travaux seront divisés afin d'accommoder les entrepreneurs plus petits lorsque cela est possible et nécessaire. ■ Des entretiens finaux seront offerts aux entrepreneurs non retenus pour les aider à comprendre pourquoi ils n'ont pas été sélectionnés. ■ De l'information sur l'approvisionnement à l'intention des communautés locales et autochtones sera rassemblée et communiquée pour le Projet, et des réunions avec les communautés locales et autochtones seront tenues (au besoin) pour examiner l'information. ■ TransCanada offrira de l'aide et un soutien à l'entrepreneur principal ou aux entrepreneurs principaux ainsi qu'aux communautés autochtones tout au long de la phase de construction du Projet. ■ TransCanada et ses entrepreneurs principaux superviseront et tenteront de maximiser la participation locale et autochtone directe au Projet. ■ TransCanada continuera d'embaucher des membres des communautés autochtones pour leur confier du travail relatif au Projet (p. ex. des programmes environnementaux sur le terrain et des études portant sur l'utilisation traditionnelle du territoire et les connaissances traditionnelles). ■ TransCanada et ses entrepreneurs principaux offriront des occasions de formation et de développement des capacités aux communautés locales et autochtones afin de contribuer à maximiser les avantages du Projet. ■ TransCanada présentera des mises à jour aux municipalités et aux communautés autochtones concernant les occasions et les besoins en matière d'emploi direct. 	Occasions d'emploi accrues



ÉES DU PROJET DU RÉSEAU PRINCIPAL DE L'EST

Tableau 6.1-6 : Effets potentiels sur l'emploi et l'économie, atténuation et renforcement et effets résiduels prévus

Indicateur clé / interaction	Description de l'effet potentiel	Atténuation et renforcement	Effet résiduel prévu
Taxes et impôts et recettes			
Construction	Changement dans les recettes par l'entremise des taxes et impôts, des revenus et des dépenses	<ul style="list-style-type: none"> Les mesures de renforcement énumérées ci-dessus aideront à maximiser les recettes publiques en accroissant le revenu du travail et les dépenses des communautés locales, régionales et autochtones, ce qui générera des recettes publiques indirectes à l'échelle locale et provinciale. Les paiements de taxes et d'impôts seront effectués aux gouvernements fédéral et provinciaux et aux administrations municipales 	Revenus de taxation accrus pour les gouvernements fédéral et provinciaux et les administrations municipales



Tableau 6.1-7 : Description des effets résiduels prévus du Projet et importance pour l'emploi et l'économie

Indicateur clé/effet résiduel prévu	Critères d'évaluation des effets						Importance
	Direction	Ampleur	Étendue géographique	Contexte temporel		Probabilité de survenance	
				Durée	Fréquence		
Activité de la population active							
Occasions d'emploi accrues	Positive	Faible	Au-delà des limites régionales	À court terme	Continue	Certaine	Faible
Taxes et impôts et recettes							
Recettes accrues pour les gouvernements fédéral et provinciaux et les administrations municipales	Positive	Faible	Au-delà des limites régionales	À moyen terme	Continue	Certaine	Modérée

6.1.3.1 Description des effets du Projet

Activité de la population active

L'effet résiduel sur les occasions d'affaires et d'emploi devrait être de direction positive, de faible ampleur, au-delà des limites régionales en ce qui a trait à l'étendue géographique et à court terme (construction); par conséquent, l'effet positif est considéré comme de faible importance.

Taxes et impôts et recettes

L'effet résiduel relatif aux revenus de taxation versés aux administrations municipales et aux gouvernements provinciaux et fédéral devrait être de direction positive, de faible ampleur, au-delà des limites régionales en ce qui a trait à l'étendue géographique et à moyen terme (de la construction jusqu'à l'exploitation); par conséquent, l'effet positif est considéré comme d'importance modérée.

6.1.3.2 Détermination de l'importance

Le Projet devrait produire un effet socioéconomique positif général sur l'emploi et l'économie dans la ZÉL et la ZÉR socioéconomiques et au-delà lorsque l'avantage provenant des occasions d'emploi et d'affaires accrues, principalement pendant la construction du Projet, sera réalisé. Les municipalités des zones d'études socioéconomiques ainsi que les gouvernements fédéral et provinciaux profiteront également des recettes et des taxes et impôts générés pendant le Projet. Ces avantages sont positifs et, compte tenu de leur faible portée, sont considérés comme non importants.

6.1.3.3 Niveau de confiance dans les prévisions

Le niveau de confiance général dans les prévisions présentées est modéré compte tenu des facteurs qui suivent :

- Les dépenses de la phase de construction fournies par TransCanada sont fondées sur les données les plus à jour disponibles au moment où la présente analyse a été entreprise. Les estimations finales des dépenses pour le Projet pourraient différer des montants contenus dans le présent rapport.



- Les modèles d'entrées-sorties sont linéaires et ne tiennent pas compte des économies d'échelle, c.-à-d. qu'ils supposent qu'un changement donné dans la demande d'une marchandise se traduira par un changement proportionnel dans la production.
- Les modèles d'entrées-sorties ne tiennent pas compte du délai nécessaire pour que des changements économiques se produisent. Les ajustements économiques résultant d'un changement dans la demande sont supposés se produire immédiatement.
- Les modèles d'entrées-sorties supposent qu'il n'existe pas de contraintes de capacité et qu'une augmentation de la demande de main-d'œuvre conduira à une augmentation de l'emploi (plutôt qu'à un simple redéploiement de travailleurs).
- Il n'existe pas de code spécifique dans le Système de classification des industries de l'Amérique du Nord (SCIAN) pour la construction de pipelines dans le Modèle de sorte que le Projet a été modélisé comme un choc avec le secteur de la construction d'ouvrages pétroliers et gaziers, ce qui couvre les projets relatifs à la production, aux pipelines et au raffinage dans le secteur pétrolier et gazier. La fonction de production pour un projet de construction d'ouvrages pétroliers et gaziers s'apparente grandement à une situation de construction de pipelines mais n'est pas propre à celle-ci.
- Le Modèle est fondé sur un instantané des économies canadienne et provinciales en 2010 de sorte qu'il reflète les relations intersectorielles de cette année-là.
- Même si l'utilisation du Modèle comporte des limites, ses relations relatives aux marchandises et aux secteurs présentées sont fondées sur une très vaste base de données constituée sur plusieurs années, et il a été constaté que le modèle générerait des estimations des effets qui sont révélatrices des effets économiques réalisés. Cependant, les effets présentés constituent des estimations et sont exactes à environ +/-15 %.



CLÔTURE

Nous croyons que le rapport qui précède répond à vos besoins actuels. Si vous avez des questions ou avez besoin de renseignements supplémentaires, veuillez communiquer avec les soussignés.

GOLDER ASSOCIATES LTD.

(signé)

Peter Brown, M.Sc., B.Sc.
Spécialiste des services de gestion sociale

(signé)

Curtis Campbell, M.Sc.
Directeur, chef des services relatifs aux pipelines,
directeur de projets

À titre d'organisation mondiale qui est la propriété de ses employés comptant plus de 50 ans d'expérience, Golder Associates est motivée par son objectif de contribuer au développement de la Terre tout en préservant son intégrité. Nous offrons des solutions qui aident nos clients à atteindre leurs objectifs en matière de développement durable en fournissant une vaste gamme de services indépendants de consultation, de conception et de construction dans nos domaines spécialisés des sciences de la terre, de l'environnement et de l'énergie.

Pour plus d'information, rendez-vous au golder.com

Afrique	+ 27 11 254 4800
Asie	+ 86 21 6258 5522
Australasie	+ 61 3 8862 3500
Europe	+ 44 1628 851851
Amérique du Nord	+ 1 800 275 3281
Amérique du Sud	+ 56 2 2616 2000

solutions@golder.com
www.golder.com

Golder Associates Ltd.
32 Steacie Drive
Kanata (Ontario) K2K 2A9
Canada
Tél. : +1-613-592-9600

Annexe Vol 1-3
Priddle Report (Septembre 2014)

ROLAND PRIDDLE POUR ÉNERGIE EST

Le projet Énergie Est et l'intérêt public canadien

Un élément important et stratégique
de l'infrastructure nationale

Roland Priddle

Octobre 2014

Le projet Énergie Est sert l'intérêt national parce qu'il crée un nouvel élément important et stratégique de l'infrastructure canadienne procurant des avantages locaux, régionaux, sectoriels et nationaux. La rétention des actifs de transfert dans les services gaziers est à la fois coûteuse et inutile. Les préoccupations éventuelles des utilisateurs du gaz sont rejointes avec à-propos par les demandes d'Énergie Est et de TransCanada et par le fonctionnement du marché continental.

Le projet Énergie Est et l'intérêt public canadien

Table des matières

Le projet Énergie Est et l'intérêt public canadien.....	2
Liste des acronymes et des abréviations	4
Objet	5
Sommaire.....	6
1. L'Office national de l'énergie et l'intérêt public	8
2. Rétrospective des oléoducs sous réglementation fédérale et de l'intérêt public.....	8
Conclusion :.....	11
3. Le projet Énergie Est constitue un élément important et stratégique de l'infrastructure nationale dans l'intérêt public	13
a. Le Projet est selon tous les critères une entreprise gigantesque très remarquable.....	13
b. Le projet a d'importantes répercussions générationnelles	15
c. Le Projet atteint l'objectif de la politique énergétique de longue date visant l'amélioration de la sécurité de l'approvisionnement en pétrole de la partie continentale de l'est du Canada.....	16
Conclusion :.....	19
d. Le Projet entraînerait la diversification recherchée des marchés pour le pétrole canadien.....	19
Conclusion :.....	22
e. Le Projet procurerait d'importants avantages liés à la liberté de choisir des négociants de pétrole.....	22
Conclusion :.....	23
f. Le Projet aiderait à veiller à ce que le pétrole brut canadien enclavé ne soit plus à l'avenir « piégé » à grands frais pour les secteurs privé et public.....	23
Conclusion :.....	26
g. En prémunissant contre le piégeage, le Projet permettrait aux investisseurs d'avoir confiance en la mise en valeur à long délai de ressources pétrolières en amont	26
Conclusion :.....	31
4. Le Projet étendrait l'expérience de maintenir et d'exploiter un oléoduc majeur à quelque 2 500 kilomètres du Manitoba jusqu'au Nouveau-Brunswick, en passant par le nord de l'Ontario et le Québec.....	32

Conclusion :	32
5. Le transfert d'actifs, qui est essentiel au Projet, est dans l'intérêt public parce qu'il favorise le bien-être de la collectivité	33
Le réseau principal de TransCanada, y compris le raccourci North Bay, est une ressource nationale détenue en propriété privée et il est dans l'intérêt public de garantir son utilisation optimale	33
L'intérêt public s'assimile au bien-être de la collectivité qui, dans le présent cas, est la nation	35
L'intérêt public que l'Office soutient est, tout compte fait, l'intérêt national	36
L'application de la norme de l'intérêt public national ne permet généralement pas de satisfaire à tous les intérêts concurrents	37
Perspective appropriée quant aux répercussions (financières) économiques négatives éventuelles qui peuvent être associées à l'approbation du transfert et à d'autres approbations demandées	39
Conclusion :	42
Pièce jointe A	43
L'examen des questions d'intérêt public par l'Office	43
La position générale de l'Office sur l'intérêt public	43
La position de l'Office (et des commissions) sur l'intérêt public relative à certaines demandes de certificat	44
Instance du projet d'agrandissement Alberta Clipper — OH-4-2007 — Février 2008	44
Instance de TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd. — OH-1-2009 — Mars 2010	44
La Commission d'examen conjoint (la « CEC ») dans l'instance du projet Enbridge Northern Gateway (« ENG ») — OH-4-2011-2013	45
Commentaires de nature générale	45
Commentaires quant aux éléments spécifiques de l'intérêt public	46
Roland Priddle : diplômes, expérience et expertise	48

Liste des acronymes et des abréviations

AIE	Agence internationale de l'énergie
BSOC	Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
BST	Bureau de la sécurité des transports
CBdC	Le Conference Board du Canada
CEC	Commission d'examen conjoint pour le projet Enbridge Northern Gateway
CTC	Commission des transports du Canada
É.-U.	États-Unis
EDC	Exportation et développement Canada
Énergie Est	Oléoduc Énergie Est Ltée (le demandeur)
ENG	Enbridge Northern Gateway
EST	Entente de service de transport
IRPP	Institut de recherche en politiques publiques
Office	Office national de l'énergie
ONÉ	Office national de l'énergie
OPEP	Organisation des pays exportateurs de pétrole
PARTM	Projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain
PRPE	Projet du réseau principal de l'Est de TransCanada
SDL	Sociétés de distribution (de gaz) locales
SRPU	Système de répartition du pétrole en cas d'urgence de l'AIE
WCS	Brut de choix de l'Ouest canadien
WTI	Brut de référence West Texas Intermediate

Objet

Oléoduc Énergie Est Ltée (« Énergie Est ») et TransCanada Pipelines Limited (« TransCanada ») m'ont demandé de donner un avis quant à l'intérêt public aux fins d'inclusion dans la preuve présentée à l'appui des demandes d'approbation du projet Énergie Est et du projet du réseau principal Est.

Mon rapport a pour objet d'aider à contribuer aux décisions d'intérêt public que l'Office national de l'énergie (l'« Office ») est tenu par la loi de rendre à l'égard de la proposition visant la création d'un oléoduc qui assurera le transport du pétrole provenant du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (le « BSOC ») vers la Côte atlantique du Canada.

Mon rapport est l'un de quatre qui sont fournis à l'Office pour contribuer à ses décisions d'intérêt public. Les trois autres rapports, soit ceux du Conference Board du Canada (le « CBdC »), de Concentric Energy Advisors (« Concentric ») et d'IHS Inc. (« IHS ») (ci-après, les « rapports »), comportent des évaluations quantitatives des répercussions économiques et fiscales du Projet, y compris ses avantages commerciaux et se rapportant à l'approvisionnement et au marché. Mon rapport est plus qualitatif et moins exhaustif, mettant en relief un nombre limité de domaines ayant trait à la décision d'intérêt public de l'Office dans l'intention de compléter l'information qui se trouve dans ces rapports.

Mon rapport offre une rétrospective de l'historique de 55 ans du secteur des oléoducs de pétrole brut au Canada, sous la supervision de l'Office, au chapitre des répercussions en matière de sécurité et d'environnement. De plus, il comporte des observations sur un certain nombre d'avantages qui sont d'intérêt public et que le Projet procurerait au Canada et à la population canadienne, et il met les répercussions éventuelles dans le contexte général des résultats pertinents des mesures de réglementation du passé et de l'exploitation des marchés du gaz continentaux qui sont très favorables aux expéditeurs, aux distributeurs et aux consommateurs canadiens.

Mes commentaires sont offerts par Énergie Est et TransCanada à l'Office pour que celui-ci les examine et les prenne en considération dans la formulation de ses conclusions et recommandations quant à savoir si le Canada et la population canadienne seraient gagnants ou perdants si le Projet est construit et exploité.

Sommaire

Le présent rapport débute par une rétrospective. Les oléoducs de pétrole brut sous réglementation fédérale sont construits et exploités au Canada depuis plus de 70 ans sans causer de dommages permanents majeurs à l'environnement naturel. L'Office national de l'énergie et ses organismes devanciers ne se sont donc jusqu'ici jamais trompés en recommandant des certificats d'utilité publique comme ceux qui sont maintenant demandés par Énergie Est et pour le projet du réseau principal de l'Est.

Le rapport conclut que les avantages procurés au Canada et à la population canadienne par le secteur des oléoducs l'emportent de loin sur les inconvénients sociaux qui y sont associés. La population canadienne est incontestablement bien plus avantagée en présence de l'infrastructure pipelinière de la nation qu'en son absence. Il ne peut y avoir de doute que l'intérêt public canadien a été bien servi par ce secteur et les autorités qui le réglementent.

La géographie des oléoducs canadiens qui a été établie à la fin des années 1940 et au cours des années 1950 a bien servi le Canada et continuera de le faire. Elle demeure néanmoins orientée vers les objectifs initiaux, soit d'approvisionner les raffineries nationales depuis le Pacifique jusqu'au Saint-Laurent et de s'étendre premièrement aux États frontaliers des États-Unis et, tout récemment, vers le sud jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique.

Maintenant, Énergie Est, répondant aux bouleversements considérables des forces du marché continental du pétrole et du gaz, créera dans un laps de temps d'une brièveté exceptionnelle et en causant beaucoup moins de perturbations en surface que ne le ferait un tout nouvel oléoduc, un nouvel élément stratégique significatif d'infrastructure nationale dans l'intérêt public, en faisant essentiellement un usage optimal de certaines installations qui sont utilisées et utiles, mais qui ne sont plus nécessaires aux services gaziers. Le Projet permettra : d'améliorer la sécurité de l'approvisionnement en pétrole pour l'est du Canada; de diversifier les marchés pour les ressources de pétrole brut enclavées dans l'Ouest canadien; d'assurer aux négociants de pétrole une vraie liberté de choisir; d'aider à veiller à ce que le pétrole brut de l'Ouest ne soit dorénavant plus « piégé » à grands frais pour les secteurs privé et public en raison de son manque de capacité de transport; d'apporter aux investisseurs dans des projets de mise en valeur du pétrole à long délai d'exécution ainsi que dans des activités de traitement en aval la certitude que leurs produits et leurs charges d'alimentation, respectivement, pourront être transportés.

Le Projet doit être considéré dans la perspective de l'offre et de la demande de pétrole à l'échelle mondiale et, en raison de ses ressources pétrolières gigantesques, du rôle que joue le Canada en tant que fournisseur d'énergie de premier plan au 21^e siècle. Pour acquérir ce statut, le pétrole brut de l'Ouest canadien doit avoir accès aux marchés du bassin de l'Atlantique et au-delà. Énergie Est constitue le seul moyen d'atteindre cet objectif.

Le projet Énergie Est constituera un apport considérable au stock national de capital producteur de richesse et sa construction et son exploitation créeront des revenus partout au pays, et ce, au grand avantage économique et social de la population canadienne. À une époque où tous les ordres de

gouvernements canadiens mettent l'accent sur l'importance de la création et du renouvellement d'infrastructures, souvent aux dépens des contribuables, Énergie Est ajoutera quelque 11 G\$ en nouvelles infrastructures, et le projet du réseau principal de l'Est connexe y ajoutera pour sa part 1,5 G\$ supplémentaire, les deux étant entièrement aux frais du privé. Les avantages locaux, régionaux et nationaux qui en découlent auront des retombées générationnelles permanentes très positives sur l'intérêt public.

Au niveau local important, Énergie Est contribuera au bien-être économique et social en créant un flux de longue durée de revenus de travail, de taxes municipales et de paiements de servitude par des propriétaires fonciers qui revêtira une importance proportionnelle surtout dans des régions jusqu'ici économiquement défavorisées au Manitoba, dans le nord de l'Ontario, au Québec et au Nouveau-Brunswick. L'intérêt public canadien pèse également dans la balance à ce niveau.

Le transfert d'actifs, bien entendu crucial pour la coalescence ultime, doit être considéré comme étant dans l'intérêt public parce qu'il favorise le bien-être de la collectivité qui, dans le cas du présent projet global, est la nation. Le réseau principal constitue une ressource nationale précieuse détenue en propriété privée créée en vue d'objectifs de politique nationale, dont l'utilisation subit les contrecoups des variations considérables actuelles des débits de gaz sur le continent, et dont l'adaptation se traduira par une utilisation accrue et améliorée des services pétroliers, ce qui va dans le sens des votes du marché. Les constituants du réseau principal qui sont destinés à être convertis ne peuvent pas être laissés inutilement captifs du contexte commercial très difficile persistant auquel le réseau principal fait face.

L'Office étudiera soigneusement toute répercussion fâcheuse perçue du projet proposé et, ce faisant, il reconnaîtra sans doute qu'il est impossible de préserver avec succès tous les avoirs au cours du processus de prise de décision réglementaire, que le secteur de la consommation du gaz est énormément favorisé dans la présente conjoncture énergétique persistante et que l'intérêt fondamental des distributeurs de gaz et des consommateurs éventuellement touchés, à savoir en ce qui concerne la qualité du service de transport fourni par TransCanada et la capacité concurrentielle du gaz, est assuré, d'une part par le projet du réseau principal de l'Est de TransCanada et, d'autre part, par l'exploitation du marché du gaz intégré en Amérique du Nord.

1. L'Office national de l'énergie et l'intérêt public

L'intérêt public que l'Office national de l'énergie (l'« ONÉ » ou l'« Office ») évalue et prend en considération dans sa prise de décision et ses recommandations est celui de l'ensemble de la population canadienne, à l'échelle locale, régionale et nationale, y compris les générations futures. Il se fonde sur les positions de particuliers ainsi que sur la politique économique et énergétique actuellement formulée par le gouvernement, sans toutefois s'y limiter. L'intérêt public est susceptible de se modifier avec le temps suivant l'évolution des valeurs et des préférences. Des considérations d'ordre environnemental, social et économique, dont certaines peuvent se chevaucher, sont incluses dans la preuve déposée devant l'Office pour être pesées et équilibrées en fonction des circonstances de chaque cas individuel de façon intégrée qui tient compte de leurs interactions. La conclusion de l'Office quant à l'intérêt public concilie l'ensemble des intérêts concurrents politiques, économiques et sociaux.

La présente compréhension de l'interprétation par l'Office de l'intérêt public repose en partie sur des instances antérieures de demande de certificat visant des oléoducs, lesquelles sont résumées à la **pièce jointe A** du présent rapport.

2. Rétrospective des oléoducs sous réglementation fédérale et de l'intérêt public

1. La construction, l'exploitation et, le cas échéant, l'abandon d'oléoducs de pétrole brut sous réglementation fédérale au cours d'une période de plus de 70 ans¹ n'ont jamais causé de dommages permanents majeurs à l'environnement naturel. En termes exprimés pour la première fois en droit canadien dans le *Décret sur les lignes directrices visant le processus d'évaluation et d'examen en matière d'environnement (PEEE)* pris par le gouvernement fédéral en 1984, les oléoducs canadiens de pétrole brut interprovinciaux et internationaux n'ont produit aucun effet environnemental négatif important. Étant donné l'absence de tels effets environnementaux négatifs importants il ne peut s'être produit des effets socio-économiques négatifs associés à l'environnement. Il s'agit d'un fait important qui mérite de s'inscrire dans le dossier public de la présente instance.
2. L'ONÉ, et d'ailleurs son organisme prédécesseur, la Commission des transports du Canada (la « CTC »), ne s'est donc jamais trompé à cet égard important dans la délivrance de certificats

¹ Le premier oléoduc de pétrole brut important sous réglementation fédérale a été le Montreal Pipe Line, lequel a été construit en 1941 et constituait la partie canadienne du réseau reliant Portland (Maine) à Montréal (Québec). L'oléoduc achemine le pétrole brut étranger au Canada pour être raffiné en produits pétroliers (essence, carburant diesel, mazout de chauffage, carburacteur, mazout industriel) et pétrochimiques. Source : <http://www.pmpl.com/a-propos-de-nous/>

d'utilité publique (ordonnances dans le cas de la CTC) visant la construction et l'exploitation d'oléoducs.

3. L'Office a sans doute tiré des leçons en matière de réglementation de l'exploitation de pipelines². Des normes continuellement améliorées lui ont permis de mûrir sa réglementation de l'exploitation et d'en approfondir la pratique, et ce, jusqu'à l'abandon, inclusivement, à mesure qu'il a développé et adopté des pratiques exemplaires³. Les pratiques de décennies antérieures ont été mises à jour en vue d'assurer la sécurité et la protection de l'environnement en l'état actuel des réalisations, ce qui est bien entendu typique du progrès technique d'une économie avancée : pensons par exemple au progrès similaire en matière de sécurité automobile et routière.
4. La construction et l'exploitation d'oléoducs au Canada ont fait croître la richesse nationale de même que le revenu national, directement et indirectement. Directement, en augmentant le stock de capital national et par la création de revenus et de recettes publiques qui en découlent. Indirectement, en favorisant la mise en valeur et la monétisation de ressources enclavées de l'Ouest canadien, de sorte que le secteur pétrolier est devenu pendant de nombreuses décennies⁴ un moteur de l'économie canadienne et un contributeur à la société canadienne⁵.

² Le livre du capitaine Peter Lewington, *No Right of Way: How Democracy Came to the Oil Patch*, Toronto, Fitzhenry & Whiteside, 1991, explique probablement de la meilleure façon les leçons tirées par l'Office et le secteur des pipelines. Le récit débute en 1949 avec la découverte par Lewington d'un jalon de géomètre de pipelines sur sa ferme et se termine bien par un remerciement adressé à l'Office pour le progrès accompli dans la manière de répondre aux inquiétudes des propriétaires fonciers en matière d'environnement, progrès que Lewington qualifie en 1991 de « en évolution constante » (*The NEB revisited, chapitre 22*).

³ L'office enquêtait dès 1961 les défaillances de pipeline (Rapport annuel, 1961, page 10 relativement aux défaillances de gazoduc), communiquait depuis au moins 1965 les fuites, les bris et les fonctionnements défectueux (Rapport annuel, 1965, pages 5 et 6), insistait sur le fait que les aspects sécuritaires de la conception, de l'exploitation et de la maintenance des pipelines le préoccupaient grandement et que les défaillances et les fonctionnements défectueux lui soient rapportés immédiatement et fassent l'objet d'une enquête (Rapport annuel, 1972, page 22), soulignait que la protection de l'environnement le préoccupait de façon importante au moment de l'évaluation des demandes qui lui étaient soumises et expliquait son approche multidisciplinaire pour examiner les questions d'ordre environnemental (Rapport annuel, 1973, page 26. Environnement Canada a été créé en 1971).

⁴ Le dynamisme créé par la mise en valeur des ressources pétrolières de l'Ouest canadien à la suite de la découverte du brut léger à Leduc, en Alberta, en 1947 a rapidement été reconnu, voir par exemple le livre de Hanson, Eric J., *Dynamic Decade, The Evolution and Effects of the Oil Industry in Alberta*, Toronto, McClelland and Stewart, 1958. M. Hanson était professeur d'économie à la University of Alberta.

⁵ La commission accepte la déclaration de Northern Gateway selon laquelle « le secteur pétrolier a été et demeure un des principaux moteurs de la croissance économique et de la prospérité du pays ». Source : [Rapport de la commission d'examen conjoint sur le projet Enbridge Northern Gateway](#), Volume 2, *Considérations*, page 351.

5. Les pipelines sous réglementation fédérale se sont révélés d'utilité publique à ces égards et en approvisionnant en charges d'alimentation de pétrole brut extrait des réserves canadiennes de l'Ouest les raffineries intérieures d'où proviennent, depuis le début de la période de l'après-Second Guerre mondiale, la majeure partie des produits pétroliers utilisés par la population canadienne. Comme l'a conclu le rapport de la Commission royale d'enquête sur l'énergie de 1958 : *Au Canada, là où les principales régions de production et de consommation du pétrole sont séparées par de très grandes distances, le pipeline offre le seul moyen pratique de transporter le pétrole brut*⁶. Les combustibles utilisant du pétrole, les lubrifiants, l'asphalte et les produits chimiques dérivés du pétrole sont absolument essentiels à la vie au Canada et au maintien des normes élevées de vie et de confort de la population canadienne.
6. Ces pipelines, et dans certains cas, leurs constituants américains, sont soumis à la réglementation des autorités fédérales respectives et d'autres territoires provinciaux et étatiques, par exemple le Maine, le Manitoba, le Michigan, le Minnesota, le New Hampshire et le Vermont. Certains résidents de ces territoires pourraient juger avoir en conséquence assumé pendant de nombreuses décennies les risques liés aux pipelines et aux navires pétroliers aux fins de l'approvisionnement en pétrole des consommateurs de l'Ontario et du Québec⁷.
7. Dans la pratique, ces risques se sont révélés négligeables et les effets environnementaux fâcheux susceptibles d'être atténués parce que les pipelines constituent la méthode la plus inoffensive de transport d'énergie de masse en ce qui concerne la perturbation physique des terrains, les émissions dans l'atmosphère et dans l'eau, la pollution visuelle et sonore, les enjeux de santé humaine éventuels et les dangers physiques pour le public comparativement, par exemple, au transport routier⁸, au transport ferroviaire⁹ et aux installations de transmission de l'électricité à haute tension¹⁰.

⁶ Commission royale d'enquête sur l'énergie, Premier rapport, octobre 1958, page 43, paragraphe 28.

⁷ Consultations de la Commission de l'énergie de l'Ontario sur le projet Énergie Est, *Part One Summary*, pages 15-16, *Actions Suggested by Participants: Government of Ontario: Be clear in identifying why Ontario should take on the environmental risk in the absence of strong economic benefits*. Source : http://www.ontarioenergyboard.ca/html/oebenergyeast/documents/Part%20One%20Summary_July%2010%202014.pdf

⁸ Les effets et le contrôle des écoulements nocifs sur les routes et leur gestion sont largement documentés. Au Canada, l'épandage de sel a une incidence nuisible importante sur la végétation et les plans d'eau à proximité des routes.

⁹ Source : *Pipelines Are Safest for Transportation of Oil and Gas*, Manhattan Institute for Policy Research, Issue Brief No. 23, juin 2013 http://www.manhattan-institute.org/html/ib_23.htm#.VCv99vldXDM. Dans la publication, le tableau 6, *Comparative Statistics for Petroleum Incidents Rates: Onshore Transmission Pipelines vs Road and Railway (2005-09)*, et le tableau 7, *Comparison of Hazmat Fatality Statistics, Operator Personnel and General Public for Road, Rail and Pipeline (2005-09)*, présentent des statistiques à cet effet. En termes de nombre d'incidents, selon les données du tableau 6, la publication indique que le transport routier avait le taux d'incidents le plus élevé avec un taux annuel de 19,95 par milliard de tonnes par mille, suivi du transport ferroviaire avec 2,08, du transport par gazoduc, avec 0,89 et du transport pipelinier des liquides dangereux avec 0,58. Le tableau 7 indique que, pour

8. Les rapports du Bureau de la sécurité des transports (le « BST ») renferment des renseignements sur les volumes de pétrole importants déversés dans l'environnement par les pipelines réglementés par l'ONÉ au cours des 25 dernières années. Au cours de la période de 1990 à 2014, le BST a enquêté et présenté au public un rapport sur 10 défaillances d'oléoducs de pétrole brut impliquant le déversement d'un produit dans l'environnement¹¹. Le déversement le plus récent au sujet duquel le BST a fait rapport est survenu il y a cinq ans, soit en septembre 2009. Le BST signale n'avoir, en date d'août 2014, aucune enquête active en cours visant des défaillances d'oléoducs de pétrole brut. Dans neuf de ces 10 rapports, le BST a enregistré les volumes de pétrole brut déversés et récupérés : la proportion récupérée directement s'élevait à plus de 80 % du volume déversé. Dans le cas des déversements de pétrole brut côtiers, la procédure habituellement suivie vise à récupérer le pétrole échappé par camion-citerne sous vide, à excaver le sol contaminé aux fins de biorestauration conformément aux normes provinciales et à remplacer le sol excavé par du sol propre. Le BST améliore la sécurité du transport notamment en formulant des recommandations en vue d'éliminer des lacunes en matière de sécurité : le BST a attribué publiquement la cote « Attention entièrement satisfaisante » à la totalité des 20 réponses aux recommandations en matière de sécurité pipelinère qu'il avait faites auprès de l'ONÉ au cours des 25 dernières années^{12 13}.

Conclusion : On peut sans conteste assurer que, du point de vue de la rétrospective ci-dessus, les avantages que procure au Canada et à la population canadienne le secteur des oléoducs l'emportent de loin sur les inconvénients sociaux, notamment environnementaux, qui y sont associés. Par conséquent, la population canadienne a toujours été et est bien plus avantagée en

le transport des matières dangereuses au cours de la même période de cinq années, les pipelines de liquides étaient 25 fois plus sécuritaires que le transport ferroviaire et 73 fois plus sécuritaire que le transport routier.

¹⁰ Les principales inquiétudes du public quant aux câbles électriques de transmission aériens sont, en ordre d'importance, l'esthétique, la valeur des propriétés et la santé. Source : Lloyd Cibulka pour la California Energy Commission, 2012, voir la page 4 de la présentation suivante : http://uccs.ucdavis.edu/assets/event-assets/event-presentations/l_cibulka

¹¹ Le BST enquête sur les circonstances d'un événement lorsqu'il est fort probable qu'une telle enquête améliorera la sécurité des transports et qu'elle réduira les risques auxquels sont exposés les personnes, les biens ou l'environnement. L'enquête du BST comprend trois étapes : le travail sur le terrain, l'étape d'examen et d'analyse et la production du rapport. Source : <http://www.tsb.gc.ca/fra/enquetes-investigations/index.asp>

¹² BST, *Rapport annuel au Parlement 2013-2014*, 20 août 2014, Évaluations du Bureau des réponses aux recommandations. Source : <http://www.tsb.gc.ca/fra/publications/ann/2014/2013-2014.asp>

¹³ Selon le BST, en 2011, dans le réseau de pipeline canadien sous autorité fédérale, 34 compagnies ont fait circuler 191 millions de mètres cubes de pétrole (1,2 milliard de barils) le long de 17 508 kilomètres de conduites principales et d'aménées pour le pétrole. Source : <http://www.tsb.gc.ca/fra/pipeline/index.asp>

présence des pipelines de la nation qu'en leur absence¹⁴. Le seul fait de s'imaginer ne serait-ce que l'espace d'un instant ce que serait un pays dépourvu d'oléoducs de pétrole brut prouve la validité de cette affirmation. Il est donc raisonnable de conclure que l'intérêt public est bien servi depuis plus d'un demi-siècle par l'Office et par les oléoducs de son ressort. Il est également raisonnable de conclure que la technologie d'ingénierie des pipelines de la deuxième demie de la deuxième décennie du 21^e siècle sera en mesure d'assurer la réalisation et l'exploitation d'un oléoduc majeur, partiellement nouveau, partiellement adapté, du moins dans d'aussi bonnes conditions de sécurité et d'une aussi bonne manière que le fait l'infrastructure nationale existante d'oléoducs sous réglementation fédérale.

¹⁴ La commission d'examen conjoint (la « CEC ») sur le projet Enbridge Northern Gateway (le « projet ENG ») a formulé la recommandation relative à l'intérêt public qu'elle était tenue de faire dans les termes suivants : *Au terme de son processus, la commission doit faire une recommandation sur la question de savoir si le projet est dans l'intérêt public ou non. La réalisation du projet serait-elle avantageuse ou nuisible pour le Canada et la population canadienne? (Rapport de la commission d'examen conjoint sur le projet Enbridge Northern Gateway, Volume 2, Considérations, page 1).*

3. Le projet Énergie Est constitue un élément important et stratégique de l'infrastructure nationale dans l'intérêt public¹⁵

- a. Le Projet est selon tous les critères une entreprise gigantesque très remarquable
9. Le projet Énergie Est est environ deux fois plus important au chapitre du coût en capital et de la capacité disponible que les deux autres projets pipeliniers qui transporteront le pétrole brut de l'Ouest aux côtes canadiennes et dans un cas à des raffineries canadiennes, soit le projet Enbridge Northern Gateway et le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain. Le Projet se distingue également de ces deux autres pipelines par les caractéristiques suivantes :
- Les charges d'alimentation qu'il transporte peuvent remplacer les approvisionnements importés aux raffineries canadiennes;
 - Le pétrole brut a toujours été manié en toute sécurité en volumes importants à son point de livraison maritime ultime près de Saint John, au Nouveau-Brunswick, et ce, depuis plus d'un demi-siècle;
 - Ce point de livraison donne accès au bassin de l'Atlantique et au-delà, soit des marchés qui ont jusqu'ici échappé à la portée du pétrole brut de l'Ouest canadien transporté par pipeline.
10. Du fait de l'adaptation de 3 000 kilomètres de gazoducs existants de grande qualité, le projet Énergie Est peut être construit dans un laps de temps d'une brièveté exceptionnelle pour répondre aux besoins du marché, ne nécessitant qu'une fraction de l'acquisition foncière et de la perturbation en surface locale que comporte la construction d'un pipeline entièrement nouveau.
11. Néanmoins, du fait qu'il nécessite des dépenses en immobilisations au titre de nouvelles infrastructures pétrolières de l'ordre d'environ 11 G\$ et qu'il donne lieu à des dépenses au projet du réseau principal de l'Est (le « PRPE ») de 1,5 G\$ supplémentaire, toutes deux exprimées en dollars de 2013, le projet Énergie Est constitue un investissement considérablement supérieur à tout autre projet figurant actuellement sur la liste du site Web populaire intitulé *Top 100 Canada's Biggest Infrastructure Projects*¹⁶.

¹⁵ Ces mots sont tirés et adaptés de la CEC sur le projet ENG qui écrivait à la page 394 du Volume 2 de son rapport *... si l'oléoduc d'exportation de pétrole se réalise... il pourrait constituer un ajout important et stratégique pour le réseau pipelinier de l'Ouest canadien dans son ensemble* et à la page 388 *... le projet pourrait devenir une infrastructure stratégique d'intérêt national*. L'auteur du présent rapport croit fermement que ces caractérisations s'appliquent également au projet Énergie Est.

¹⁶ Source : <http://top100projects.ca/2014filters/>

12. En outre, à la différence des principaux projets figurant sur cette liste, qui sont des installations hydro-électriques, des ponts et des transports en commun rapides en site propre, les répercussions économiques directes de la construction et de l'exploitation du projet Énergie Est seront réparties partout au pays depuis l'Alberta jusqu'au Nouveau-Brunswick en passant par des points intermédiaires¹⁷.
13. À une époque où l'on se préoccupe continuellement de la lenteur relative de la croissance économique nationale¹⁸ et où l'on souhaite voir un plus grand partage des effets économiques favorables de la mise en valeur des ressources de l'Ouest canadien, il est manifeste que le projet Énergie Est s'inscrit bien dans les objectifs des politiques publiques¹⁹.
14. L'envergure même du Projet nécessite son examen non seulement dans les contextes importants d'ordre national, régional et local que l'Office examine traditionnellement, mais aussi à l'échelle mondiale et dans le contexte du 21^e siècle. À l'échelle mondiale, en raison de la magnitude des ressources de pétrole de l'Ouest canadien, de la possibilité que notre pays soit un fournisseur d'énergie mondial et de la contrainte associée de devoir chercher un accès aux marchés du bassin de l'Atlantique et au-delà. Dans le contexte du 21^e siècle, parce que l'infrastructure pipelinère, une fois établie, a une très longue durée de vie : pensons par exemple au réseau Portland-Montréal qui a transporté du pétrole pour la première fois en 1941. Comptant déjà des décennies d'approvisionnement en pétrole, le Projet crée un flux d'avantages nationaux, régionaux et locaux qui devraient se poursuivre pendant la plus grande partie du siècle. Les investisseurs, les autorités de réglementation et les décideurs ne doivent

¹⁷ Le Conference Board du Canada (le « CBdC »), *The Energy East Pipeline Project: Understanding the Economic Benefits for Canada and Its Regions*, Section 2.1 *Direct Effects* et le graphique 1 *Regional Breakdown of Project Expenditures* à la page 11.

¹⁸ Banque du Canada, Déclaration préliminaire du gouverneur Stephen S. Poloz suivant la publication du *Rapport sur la politique monétaire*, 16 juillet 2014 : *La projection englobe maintenant un profil d'évolution plus bas pour l'activité économique mondiale et un retour plus lent de notre économie à son plein potentiel. Nos déceptions successives concernant la tenue de l'économie mondiale ces dernières années signifient bien sûr que nous demeurons préoccupés par les risques à la baisse planant sur l'activité économique et les moteurs fondamentaux de l'inflation*. Source : <http://www.banqueducanada.ca/wp-content/uploads/2014/07/declaration-preliminaire-160714.pdf>

¹⁹ La place du Canada dans le secteur des ressources, y compris le pétrole, dans l'ensemble de l'économie nationale, la compétitivité globale du secteur des ressources, la dépendance actuelle envers les marchés des États-Unis pour l'exportation du pétrole et du gaz et l'importance de la diversification des marchés ont été mis en évidence dans le rapport rédigé pour la conférence des ministres de l'Énergie et des Mines, à Sudbury, en Ontario, tenue en août 2014 intitulé *Nos ressources, nouvelles frontières : Aperçu de la compétitivité du secteur canadien des ressources naturelles*. Source : http://www.rncan.gc.ca/sites/www.rncan.gc.ca/files/www/pdf/publications/emmc/14-0179_Our%20Resources%20New%20Frontiers_f.pdf Selon le communiqué diffusé après la conférence, *Les projets d'infrastructures énergétiques (pétrole, gaz, électricité, etc.) doivent poursuivre leur progression si nous voulons atteindre de nouveaux marchés, stimuler la croissance économique et générer des recettes pour des programmes sociaux essentiels*. Source : <http://www.scics.gc.ca/francais/Conferences.asp?a=viewdocument&id=2198>

pas permettre que cette dimension mondiale et du 21^e siècle soit occluse par les nombreuses influences temporaires qui feront sûrement les manchettes au cours de l'examen par l'Office de la demande d'approbation du Projet.

15. La perspective mondiale nécessaire comporte trop de données pour que nous puissions les citer dans le présent rapport. Cependant, deux d'entre elles, qui sont très significatives, ressortent du document *BP Statistical Review of World Energy 2014*²⁰. Premièrement, en 2013, les États-Unis, seul marché permanent d'exportation de pétrole du Canada, ont enregistré la croissance de production de pétrole brut la plus importante au monde et, pour la deuxième année consécutive, le différentiel annuel le plus important de l'histoire du pays. Deuxièmement, malgré la léthargie de la croissance économique mondiale et de la demande de pétrole (en 2013, le marché du pétrole mondial a augmenté de 2,1 %, soit 1,2 million b/j, parmi les importateurs), la croissance en Europe et des économies émergentes a plus que compensé les déclinés d'importations aux États-Unis et au Japon. Ainsi, au cours d'une année, le marché mondial du pétrole a connu une augmentation surpassant la capacité totale que le projet Énergie Est aurait à prendre en charge.

b. Le projet a d'importantes répercussions générationnelles

16. L'infrastructure des oléoducs a une longue durée de vie technique. Dans le cas du projet Énergie Est, il s'agit d'au moins 40 ans. Les ressources de pétrole de l'Ouest canadien peuvent assurer de nombreuses décennies de production : les sables bitumineux de l'Alberta ont des réserves prouvées d'environ 168 milliards de barils, soit la troisième réserve de pétrole brut prouvée la plus importante au monde, après celles de l'Arabie saoudite et du Venezuela²¹. Dans la perspective des prévisions pour 2014 de l'Association canadienne des producteurs pétroliers (l'« ACPP »), selon lesquelles en 2030, le pétrole brut de l'Ouest canadien peut être produit à raison de quelque 6,4 millions de barils par jour, ce qui correspond à environ 2,3 milliards de barils par année²², il reste encore manifestement de nombreuses décennies de ressources disponibles pour le Projet.

²⁰ BP Statistical Review of World Energy 2014, 2013 in review, page 3.

<http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/Energy-economics/statistical-review-2014/BP-statistical-review-of-world-energy-2014-full-report.pdf>

²¹ Source : <http://www.energy.alberta.ca/oilsands/791.asp>

²² Association canadienne des producteurs pétroliers, *Crude Oil Forecast, Markets and Transportation*, juin 2014, Tableau 2.4 Western Canadian Crude Oil Supply. Source : <http://www.capp.ca/getdoc.aspx?DocId=247759&DT=NTV>

17. Le flux d'avantages économiques locaux, régionaux et nationaux pour la phase d'exploitation du Projet est indiqué et quantifié dans le rapport du CBdC visant les 20 premières années de service du Projet qui seront couvertes par des contrats de service de transport à long terme. Manifestement, ce flux d'avantages s'étendra bien au-delà de cette durée²³ : les oléoducs canadiens construits au cours des années 1940 procurent encore des avantages à tous les niveaux de notre économie et de notre société.
18. En formulant sa recommandation quant à l'intérêt public, l'Office sera donc sans doute très attentif aux retombées avantageuses du projet Énergie Est pour les générations futures de la population canadienne et, inversement, aux emplois et à la production de revenus dont les priverait le rejet du Projet et aux pertes de ceux-ci qui découleraient d'un retard indu dans l'approbation et la mise en œuvre du Projet²⁴.

c. Le Projet atteint l'objectif de la politique énergétique de longue date visant l'amélioration de la sécurité de l'approvisionnement en pétrole de la partie continentale de l'est du Canada²⁵

19. Le Canada est unique au monde parmi les principaux pays producteurs de pétrole en ce sens qu'il est depuis plus d'un demi-siècle à la fois un grand exportateur et un important importateur de pétrole brut. Cette situation résulte essentiellement de la vaste étendue géographique est-ouest du pays et de l'emplacement excentrique de ses ressources pétrolières les plus importantes qui se trouvent dans le BSOC, alors que, pour des raisons commerciales et de qualité, la plus grande partie du pétrole produit au large des côtes du Canada atlantique est stockée dans les installations de terminal à Terre-Neuve-et-Labrador pour être exportée par la suite.

²³ CBdC, *op. cit.*, *Impacts of Energy East's Operational Phase*, page 5 et *Operational Phase*, page 54.

²⁴ Habituellement, la perte des revenus serait évaluée à la valeur actualisée. Toutefois, la dimension humaine ne devrait pas être négligée. La durée de vie active de chaque humain est limitée. Dans toute situation autre que celle de plein emploi, la perte d'une année-personne ne peut jamais être rattrapée plus tard.

²⁵ [TRADUCTION] *Depuis le début du XXI^e siècle, un marché du pétrole périodiquement étroit et un cours du pétrole volatil ont soulevé de nouvelles inquiétudes concernant la sécurité énergétique. D'autres facteurs ont également soulevé des inquiétudes : l'instabilité de certains pays exportateurs de pétrole, le terrorisme des djihadistes, le renouveau du nationalisme quant aux ressources, la crainte d'une ruée pour garantir l'approvisionnement, le coût de l'énergie importée et les rivalités géopolitiques. L'agitation qui s'est propagée sur une grande partie de l'Afrique du Nord et une partie du Moyen-Orient en 2011 et en 2012 a perturbé l'approvisionnement et a ajouté une prime liée à la crainte au cours du pétrole. Le besoin fondamental des pays et du monde pour un approvisionnement énergétique fiable pour propulser la croissance économique est sous-jacent à toute autre chose. Source : Yergin, Daniel, *The Quest*, Penguin Books, Édition révisée de 2012, *The Return of Energy Security*, page 267.*

20. Le Canada jouit de la sécurité de l'approvisionnement en produits pétroliers depuis le début de la période de l'après-Seconde Guerre mondiale malgré les réductions et les perturbations internationales touchant l'approvisionnement en pétrole en 1956-57 (guerre de Suez), en 1967 (Guerre des Six Jours), en 1973 (guerre du Yom Kippour suivie par des réductions de production et des embargos de pétrole sélectifs de la part des pays Arabes), en 1979-80 (révolution iranienne, guerre Iran-Irak) et en 1991 (guerre Irak-Koweït).

21. Toutefois, cette sécurité historique a régné aux dépens des secteurs privé et public :

- a. Le transport maritime d'urgence de pétrole 1) de Vancouver vers Montréal en passant par Portland (Maine) (1973-74)²⁶, 2) de Toronto vers Montréal (1973)²⁷ et 3) de Montréal vers Saint John (début des années 1980)²⁸ a été organisé « indépendamment du marché » (fixation par décret gouvernemental du prix du pétrole brut au Canada en dessous de ceux du marché mondial dans les deux premiers cas, subventions en espèces au transport maritime dans le troisième) pour pallier la rareté du pétrole étranger.
- b. Au cours de l'automne 1973, le gouvernement fédéral, préoccupé de la possibilité de pénuries de mazout de chauffage dans l'est du Canada résultant des réductions de production du pétrole brut et d'embargos sélectifs par les pays arabes, a acheté quelque 1,5 million de barils de mazout de chauffage outre-mer²⁹, l'a importé au Canada et l'a stocké en prévision de pénuries éventuelles. Dans les faits, cette

²⁶ À la page 14 de son rapport annuel de 1974, l'ONÉ déclare ce qui suit : [TRADUCTION] *L'aide appropriée (quant à la restriction des importations de pétrole brut) a été fournie grâce à la prise de mesures extraordinaires comme le transport du pétrole brut de l'Ouest canadien vers l'est du Canada en passant par le canal de Panama et, au cours de la saison de navigation, par les Grands Lacs. Environ 24,5 millions de barils ont été transportés par ces moyens vers les raffineries de l'est du Canada.*

²⁷ À la page 25 de son rapport annuel de 1973, l'ONÉ déclare ce qui suit : [TRADUCTION] *Dans un court délai, des installations pour le transport du pétrole brut de l'Ouest canadien par la Voie maritime de l'Ontario vers le Québec ont été improvisées de sorte qu'un taux moyen quotidien de 100 000 barils avait été atteint au moment de la fermeture de la voie navigable.*

²⁸ À la page 28 de son rapport annuel de 1982, l'ONÉ déclare ce qui suit : [TRADUCTION] *Au moment où le gouvernement commençait à subventionner le transport du pétrole brut léger national vers la région de l'Atlantique, l'Office prolongeait le programme d'allocation nationale à cette même région, permettant ainsi à celle-ci de recevoir régulièrement sa quote-part de pétrole brut national disponible. À la page 32 de son rapport annuel de 1983, l'ONÉ déclare ce qui suit : [TRADUCTION] *En raison de ces circonstances, l'approvisionnement de la région de l'Atlantique par le transbordement à partir de Montréal ou aux termes d'ententes d'échange de l'est du Canada se chiffrait à environ 7 400 mètres cubes par jour au cours de l'année. (7 400 mètres cubes représentent environ 47 000 barils).**

²⁹ *Canadian Energy Chronology 1945-85: Energy Developments and Policy Decisions*, inscription pour le 5 novembre 1973 *Romanian Fuel Oil Purchases*.

réserve d'urgence, achetée à un coût considérable, n'a jamais été utilisée et le produit a fini par servir aux besoins des forces armées canadiennes³⁰.

22. Après 1974, le gouvernement du Canada s'est fié au fonctionnement du Système de répartition du pétrole en cas d'urgence (le « SRPU ») de l'Agence internationale de l'énergie (l'« AIE ») et, plus récemment, de son Système d'intervention d'urgence en cas d'interruptions de l'approvisionnement en pétrole (*Response System for Oil Supply Emergencies*)³¹.

23. La sécurité de l'approvisionnement en pétrole pour l'est du Canada est un thème récurrent des discussions visant la politique énergétique. Par exemple, malgré la présence du SRPU, le gouvernement du Canada a par le passé évalué l'opportunité d'augmenter la capacité de stockage de pétrole d'urgence de la nation et a examiné avec les gouvernements provinciaux des systèmes de stockage de pétrole particuliers à Terre-Neuve-et-Labrador et en Nouvelle-Écosse³²; la question a été soulevée à l'occasion dans le contexte des conférences des premiers ministres des provinces de l'Atlantique; elle a fait l'objet d'une déposition devant la Commission d'examen conjoint (la « CEC ») dans l'instance Enbridge Northern Gateway (« ENG »)³³; elle a été le thème constant lors de témoignages oraux de nombreux participants non autochtones aux audiences communautaires de la CEC; et l'AIE a déclaré dans son plus récent examen de la politique énergétique du Canada dans son rapport intitulé *Review of Canadian energy policy* (2009), à la page 34 sous la rubrique *ENERGY SECURITY* :

[TRADUCTION] *Le Canada est un important exportateur net de pétrole. Néanmoins, le pays n'est pas à l'abri des risques d'une interruption d'approvisionnement. Malgré les*

³⁰ Le degré d'inquiétude publique et politique des années 1973 et 1974 concernant la dépendance du Canada envers le pétrole importé ne devrait pas être oublié. Le 22 novembre 1973, le premier ministre s'est adressé à la nation sur la chaîne de télévision nationale pour expliquer le contexte des graves problèmes d'approvisionnement en pétrole auxquels faisaient face tous les pays et pour décrire les mesures prises pour protéger les consommateurs canadiens. Devant la Chambre des communes, le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources a énuméré les mesures prises en vue d'atténuer et de répartir les effets de la pénurie des approvisionnements, notamment l'achat pour le compte du gouvernement des approvisionnements sur les marchés mondiaux, les expéditions de pétrole brut à partir de Sarnia vers Montréal jusqu'à ce que la Voie maritime ferme, la mise sur pied et la coordination d'un important transport de pétrole brut et de produits pétroliers par chemins de fer et par camions qui a débuté après la fermeture de la Voie maritime, l'organisation du transport quotidien de plus de 100 000 barils de pétrole brut à partir de Vancouver vers l'est du Canada et la réorganisation du transport de produits pétroliers par pipeline entre l'Ontario et le Québec. Source : Débats de la Chambre des communes, 26 novembre 1973, 29^e Législature, 1^{re} Session, Vol. 8, page 8138, *Exposé ministériel des mesures envisagées pour la conservation*.

³¹ Lien hypertexte : <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/name,3714,en.html>

³² Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, *Une stratégie de l'énergie pour le Canada : politique d'autonomie*, 1976, Chapitre 7, *Protection civile*, pages 141 à 143.

³³ Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier, page 333 du volume 2 intitulé *Considerations*.

hausse de production à proximité au large des côtes, les entreprises de raffinage des provinces de l'est du Canada se fient au pétrole brut importé. Certaines provinces centrales ont également connu des interruptions d'approvisionnement en produits pétroliers au cours des dernières années, en raison de leur relatif éloignement géographique des sources d'approvisionnement de rechange³⁴.

24. À la page 7 de son rapport, IHS conclut que l'amélioration de la sécurité de l'approvisionnement et la capacité de réduire les importations de l'étranger constituent certains des avantages découlant du Projet.

Conclusion : Malgré l'expérience jusqu'ici favorable du Canada en matière de sécurité de l'approvisionnement en pétrole, il est entièrement raisonnable de considérer que l'approvisionnement en pétrole du BSOC fondé sur le marché aux entreprises de raffinage de Montréal et de Saint-Romuald, au Québec, et à Saint John, au Nouveau-Brunswick, dont le Projet permettra la réalisation, procure un avantage stratégique national et régional important et qu'il est dans l'intérêt national d'obtenir cet avantage^{35 36}.

d. Le Projet entraînerait la diversification recherchée des marchés pour le pétrole canadien (« diversification » -- l'action de répartir les ventes de pétrole sur plusieurs marchés différents pour produire au moins les mêmes rendements à moindre risque)

25. Dans presque tous les domaines du commerce des marchandises, pour des raisons commerciales et stratégiques valables, les fournisseurs cherchent à diversifier les marchés et les acheteurs, à diversifier les sources d'approvisionnement.
26. Ainsi, dans le commerce international du pétrole, pour le compte des vendeurs, l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (l'« OPEP ») recommande vivement l'évolution de la compréhension de la sécurité de l'énergie : [TRADUCTION] « Les consommateurs recherchent un flux de pétrole sûr et prévisible; les producteurs souhaitent une demande prévisible et la non-différenciation de leurs produits³⁷ ». Pour le compte des acheteurs, l'AIE recommande que

³⁴ Source : <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/canada2009.pdf>

³⁵ Commentaires du premier ministre Harper à la télévision anglophone : <http://atlantic.ctvnews.ca/pm-says-west-east-pipeline-will-help-build-canadian-energy-security-1.1403083>

³⁶ ONÉ, Mdd OH-002-2013 (projet d'inversion de la canalisation 9B), version imprimée, pages 114-115

³⁷ Cette remarque typique de la position de l'OPEP se trouve dans l'exposé intitulé *Energy and Economic Interdependence between East and West Asia* du secrétaire général El-Badri (poste qu'il occupera en 2015 http://www.opec.org/opec_web/en/149.htm) présenté dans le cadre de la deuxième table ronde sur l'énergie des ministres asiatiques tenue le 2 mai 2007 à Riyad. Source :

[TRADUCTION] « la diversité, l'efficacité et la flexibilité au sein du secteur de l'énergie constituent les conditions de base d'une sécurité de l'énergie à long terme : les combustibles utilisés dans tous les secteurs et les *sources de ces combustibles devraient être aussi diversifiées que possible* ». (italiques ajoutés dans les deux citations)³⁸

27. À l'occasion, les décideurs³⁹, les groupes de réflexion⁴⁰ et les commentateurs⁴¹ canadiens insistent sur l'importance de la diversification du commerce international du Canada. Le commerce d'exportation du Canada est en voie de devenir remarquablement plus diversifié : en 2013, les États-Unis représentaient environ 75 % des ventes canadiennes à l'étranger, soit le niveau le plus bas depuis la fin de 1982 et en baisse de presque 85 % par rapport à 2001. Cependant, fait extraordinaire, le Canada est le seul grand exportateur mondial de pétrole brut qui approvisionne de façon continue un seul territoire importateur.
28. Exportation et développement Canada (« EDC ») mentionne la diversification du commerce international en faveur de marchés moins traditionnels comme étant l'une des caractéristiques les plus remarquables de l'économie canadienne au cours des 15 dernières années. EDC affirme

http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/2nd%20AsianMinEnergyRoundtable.pdf, page 7, *Evolving Understanding on Energy Security* .

³⁸ Cette déclaration se trouve dans la position de principe prédominante de l'AIE intitulée « Shared Goals » adoptée par le conseil des ministres de l'organisation le 4 juin 1993 et qui demeure l'objectif général. Source : <http://www.iea.org/about/sharedgoals.htm>

³⁹ Selon le discours de l'honorable Joe Oliver, ministre des Finances, dans le cadre du Global Borrowers and Investors Forum tenu le 24 juin 2014 à Londres, au Royaume-Uni : *Les industries de tous les secteurs de l'économie tirent avantage d'un accès élargi aux marchés, ce qui est particulièrement crucial pour le secteur des ressources naturelles du Canada — un secteur d'une importance primordiale pour les investisseurs. Le Canada est sur le point de devenir l'une des superpuissances du 21^e siècle dans le domaine des ressources naturelles. Nous possédons tous les atouts pour y arriver. [...] Ce mois-ci, plus de 500 000 barils de pétrole brut issu des sables bitumineux ont été acheminés sur les côtes de l'Espagne, la première exportation de pétrole brut lourd issu des sables bitumineux à destination de l'Union européenne. Avec l'infrastructure appropriée, le Canada pourrait expédier davantage de pétrole de l'autre côté de l'Atlantique. Le Canada pourrait ainsi devenir une source d'approvisionnement énergétique pour nos amis européens — le type d'ami et de partenaire sur lequel on peut compter.* Source : <http://www.fin.gc.ca/news-nouvelles/speeches-discours/2014/2014-06-24-fra.asp>

⁴⁰ Goldfarb, Danielle. *Too Many Eggs in One Basket? Evaluating Canada's Need to Diversify Trade*. C.D.Howe Institute, commentaire numéro 236, juillet 2006. http://www.cdhowe.org/pdf/commentary_236.pdf

⁴¹ L'institut de recherche en politiques publiques (l'« IRPP »), Montréal (Québec), a examiné la diversification du commerce dans le cadre de son programme de recherche *Compétitivité, productivité et croissance économique*, notamment dans le cadre de sa publication suivante : Georges, Patrick et Mérette, Marcel. *Canada's Trade Policy Options: Deeper Continental Integration or Diversification?* IRPP Étude n° 11, décembre 2010. Source : <http://irpp.org/fr/research-studies/study-no11/>

que toutes les provinces participent à cette transformation, mais que l'Alberta a fait moins de progrès dans ce domaine que toutes les autres provinces, à l'exception de la Saskatchewan⁴².

29. Il y a déjà cinq ans, l'AIE prévenait le Canada des dangers de la concentration excessive des exportations sur un seul marché, en tenant les propos suivants :

[TRADUCTION] *Le secteur pétrolier et gazier en amont fait face à un certain nombre d'enjeux d'investissement stratégique, dont l'exploration de la possibilité d'élargir les marchés internationaux au-delà des États-Unis, le seul marché important à l'heure actuelle pour les exportations de pétrole et de gaz naturel du Canada. Les décideurs et le secteur doivent donc commencer à se concentrer sur l'ouverture de nouveaux marchés d'exportation et sur l'infrastructure nécessaire pour y accéder*⁴³.

30. La diversification des exportations de pétrole brut du Canada serait en harmonie avec les objectifs de la politique d'importation visant certains des marchés d'outre-mer qui pourraient s'ouvrir si le Projet réussit. Prenons par exemple le cas de l'Inde. L'AIE a tenu les propos suivants concernant la politique de ce pays à la page 17 de son rapport de 2012 :

[TRADUCTION] *Selon cette définition, la préoccupation de l'Inde quant à la sécurité de l'énergie porte sur trois facteurs : premièrement, l'Inde affirme que l'énergie est vitale pour tous les citoyens, ce qui devrait se refléter dans sa stratégie de sécurité de l'énergie. Deuxièmement, l'Inde redoute des augmentations soudaines des prix mondiaux de l'énergie puisqu'elles réduisent la disponibilité de l'énergie pour son peuple et exacerbent le fardeau financier national. Finalement, l'Inde s'inquiète d'une possible interruption abrupte de l'approvisionnement, ce qui l'a menée à déployer des efforts pour diversifier l'approvisionnement et les combustibles et pour acquérir des actifs à l'étranger*⁴⁴.

31. La CEC se penchant sur le projet ENG a déclaré s'être ralliée au point de vue des parties, selon lequel il est nécessaire de diversifier les marchés pour gérer le risque futur associé à l'état de dépendance régnant alors à l'égard du marché américain pour le pétrole brut⁴⁵.
32. Le projet Énergie Est assurera la diversification du marché pétrolier dans les régions de l'est du Canada et du bassin de l'Atlantique et au-delà. La réalisation définitive de la diversification du marché du pétrole brut et de la liberté de choisir est bien entendu tributaire de la capacité d'accéder aux eaux profondes, de charger les navires pétroliers et d'atteindre les trois quarts du

⁴² EDC, Propos de la semaine, le 21 août 2014, *Diversification du commerce : le classement provincial*.

⁴³ AIE, *Energy Policies of IEA Countries CANADA*, 2009, page 10, rubrique *SOUND RESOURCE POLICIES*.
Source : <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/canada2009.pdf>

⁴⁴ AIE, *Understanding Energy Challenges in India*, page 16, rubrique *Policy Objectives—Energy Security*.
Source : https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/India_study_FINAL_WEB.pdf

⁴⁵ CEC, *op. cit.*, *Considérations*, page 372, 1^{re} colonne.

secteur mondial de la raffinerie. Si les projets Keystone XL et Enbridge Northern Gateway et le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain ainsi que le projet Énergie Est sont mis en œuvre, l'ouest du Canada serait en mesure d'accéder aux trois grands marchés mondiaux de la charge d'alimentation des raffineries : l'Atlantique, le golfe du Mexique et le bassin du Pacifique.

33. À la page 8 de son rapport, IHS conclut que le projet Énergie Est constitue un élément très important des efforts de l'industrie des transports visant à procurer un accès sûr et diversifié au marché et à assurer une livraison efficace pour les producteurs et les consommateurs de pétrole brut de l'Ouest canadien. IHS examine, aux pages 26-34 de son rapport, les marchés possibles pour le pétrole transporté par Énergie Est, y compris l'est du Canada, la côte Est des États-Unis et la côte américaine du golfe du Mexique, l'Europe et l'Inde. En discutant de l'intérêt public dans le cadre du transfert d'actifs à Énergie Est, le rapport de Concentric récapitule, à la page 49 de celui-ci, l'occasion que le Projet représente pour les producteurs de l'Ouest canadien d'élargir leurs marchés, de gagner accès à de nouveaux marchés diversifiés et de procurer une flexibilité dans la commercialisation des augmentations de production importantes qu'ils prévoient jusqu'à la fin de 2030 et conclut que le transfert d'actifs proposé est donc dans l'intérêt public.

Conclusion : la diversification des marchés de l'exportation de pétrole brut du Canada que permettrait le Projet serait dans l'intérêt national, car elle assurerait une valeur maximale pour les ressources pétrolières du Canada, et ce, à moindre risque.

e. Le Projet procurerait d'importants avantages liés à la liberté de choisir des négociants de pétrole (« liberté de choisir » — la flexibilité ou la liberté de choisir parmi des marchés de rechange)⁴⁶

34. Le Projet procurerait aux exportateurs de pétrole la capacité de choisir parmi différents marchés d'exportation. Ces exportateurs seraient donc en mesure de « répartir » des expéditions parmi divers marchés mondiaux pour obtenir la meilleure valeur pour leur produit.
35. Une telle occasion existe à peine lorsque les exportations sont faites uniquement par pipeline terrestre. La capacité d'accéder aux marchés de raffinerie étrangers par pétrolier océanique est la meilleure façon d'assurer la liberté de choisir. La majeure partie des marchés de raffinerie mondiaux ont des emplacements côtiers accessibles par pétrolier. Prenons par exemple le cas de l'Arabie saoudite dont les marchés d'exportation se trouvent partout au monde et sont accessibles par transport maritime.
36. En d'autres mots, l'existence de la liberté de choisir a une valeur économique à deux égards. Premièrement, sur le plan commercial, parce qu'elle procure aux vendeurs une prise sur les

⁴⁶ L'argument voulant qu'un nouveau pipeline d'exportation offre aux négociants de pétrole la « liberté de choisir » a été présenté à la CEC dans la demande relative à Enbridge Northern Gateway par M. Robert Mansell de la University of Calgary dans le document suivant : Exhibit B1-4, Volume 2: *Economics, Commercial and Financing*, Appendix B, Wright Mansell Report, *Public Interest Benefits of the Enbridge Northern Gateway Project*, Section 2.2 *Diversification and Option/Insurance Values*, aux pages 20-22.

acheteurs et deuxièmement, sur le plan de la politique, parce qu'elle en fait de même pour les décideurs vis-à-vis des intérêts étrangers qui envisageraient d'adopter une réglementation commerciale ou environnementale portant préjudice au Canada à titre d'exportateur de pétrole brut.

37. La CEC se penchant sur le projet ENG estime que :

... le projet, s'il était réalisé, permettrait d'élargir et de diversifier de façon importante le choix de marchés qui s'offre aux approvisionnements de pétrole brut de l'Ouest canadien et qu'il contribuerait ainsi à permettre aux producteurs de toucher la pleine valeur marchande de leur production pendant longtemps⁴⁷.

38. Le rapport d'IHS mentionne à la page 17 que les enjeux de fixation des prix du pétrole brut de l'Ouest canadien en raison des contraintes de transport mettent en relief les risques qui découlent du manque de diversification des marchés et le besoin d'avoir la liberté de choisir. En résumant les avantages du Projet pour les producteurs de pétrole du BSOC à la page 43, le rapport de Concentric fait mention de l'augmentation de la flexibilité et de la liberté de choisir dans l'intégralité du réseau de transport par oléoduc et, discutant sur la même page des améliorations de service que le Projet générera, Concentric affirme que le Projet améliorera la qualité, la fiabilité et la disponibilité des choix de services de transport disponibles sur le marché. Concentric résume également au même endroit les avantages du Projet pour les gouvernements fédéral, provinciaux et locaux.

Conclusion : la création de choix de marchés pour le pétrole brut canadien par le Projet est dans l'intérêt national.

f. Le Projet aiderait à veiller à ce que le pétrole brut canadien enclavé ne soit plus à l'avenir « piégé » à grands frais pour les secteurs privé et public

39. À la page 15 de son rapport, IHS note [TRADUCTION] *qu'en raison de l'infrastructure de transport limitée et des longues distances à franchir pour atteindre le marché, les pétroles bruts de l'Ouest canadien se sont fréquemment négociés à des prix à escompte par rapport aux pétroles bruts dans d'autres régions.* À l'annexe C de ce rapport, on trouve des estimations de la perte totale de revenus pétroliers de l'Ouest canadien résultant de la perte d'accès au marché, le montant pour 2013 se chiffrant entre 14,4 G\$ et 18,9 G\$. Le point de vue sommaire du rapport d'IHS, exprimé à la page 25, est le suivant : [TRADUCTION] *Si la capacité de transport est insuffisante, des escomptes de prix importants pour le pétrole brut de l'Ouest canadien devraient être accordés étant donné qu'il serait nécessaire d'avoir recours à d'autres modes de transport*

⁴⁷ CEC, *op. cit.*, *Considérations*, page 372, 2^e colonne.

plus coûteux, et que le retour des escomptes extraordinaires serait à prévoir. Les augmentations de revenus nets tirés du pétrole brut attribuables à la présence d'une capacité pipelinière adéquate se traduiraient par d'énormes avantages pour le secteur de production de l'Ouest canadien. Le rapport de la CBdC cite plusieurs mentions de l'escompte des prix et de ses solutions dans le rapport d'IHS.

40. Le rapport de Concentric commente l'importance d'une capacité pipelinière adéquate de la façon suivante : [TRADUCTION] *Le fait d'avoir une capacité pipelinière suffisante représente un enjeu très important. Comme on l'a constaté de 2011 jusqu'au début de 2013, l'insuffisance de capacité pipelinière sur le marché a entraîné de lourds escomptes de prix pour les stocks de pétrole de l'Ouest canadien. L'accès inadéquat qu'ont les producteurs de l'Alberta aux pipelines a donné lieu à d'importants escomptes de prix pour le pétrole brut canadien, ce qui, au total, a fait réduire les revenus des producteurs de 15 G\$ à 19 G\$. Ces revenus dont les producteurs ont été privés devraient être comparés aux coûts considérablement moindres pour les expéditeurs de détenir une certaine capacité excédentaire.*
41. Un seul facteur, communément appelé « bulle du bitume », a empêché la réalisation de la prévision des recettes dans le budget de 2013-2014 du gouvernement de l'Alberta⁴⁸. Les escomptes de prix du pétrole et les pertes de revenus y afférentes sont une source de préoccupation constante pour ce titulaire de redevance⁴⁹.
42. Le point à retenir dans le cas présent est que la suffisance permanente de la capacité de transport du pétrole brut du BSOC éliminerait l'escompte des prix de ces pétroles bruts par rapport aux références comme le West Texas Intermediate (le « WTI ») et le North Sea Brent – compte tenu de l'escompte « normal » lié à la distance accordé sur les pétroles bruts du BSOC. Selon IHS, à la page 7 de son rapport : [TRADUCTION] *Il y aurait lieu de s'attendre à ce que les escomptes de prix persistent tant que la capacité pipelinière demeure inadéquate. Énergie Est*

⁴⁸ [TRADUCTION] *Dans son discours du budget de 2013, le trésorier de l'Alberta prévoyait des revenus totaux de 38,6 G\$ pour 2013-2014, soit une baisse de 5,4 G\$ par rapport à ceux prévus dans le budget de 2012. Le bitume albertain continue de se vendre moyennant un escompte important par rapport aux prix de référence du pétrole sur le marché mondial et le marché nord-américain, en raison des problèmes d'accès aux pipelines et de la croissance des stocks de pétrole aux États-Unis. Cet écart et la baisse des redevances sur le bitume qui en résulte ont mené à une chute prévue des revenus tirés des ressources de 6,2 G\$ pour 2013-2014 par rapport aux prévisions budgétaires de 2012. La bulle du bitume continue d'avoir une incidence importante sur nos revenus. Source : <http://alberta.ca/release.cfm?xID=33776467BA8EE-974B-B20F-52190B23D6EAA8DD>*

⁴⁹ Les inquiétudes de l'Alberta sont vulgarisées dans le document suivant : <http://www.energy.alberta.ca/Org/pdfs/FSheavyOilPrices.pdf>. Selon le plan triennal provincial pour 2014-2017, *Dans une province où le succès est fonction des exportations mondiales, comme le démontre le document intitulé Building Alberta Plan, le gouvernement albertain travaille d'arrache-pied pour atteindre de nouveaux marchés mondiaux afin d'obtenir des prix mondiaux pour les ressources de l'Alberta et d'établir la réputation de la province en tant que producteur énergétique responsable.* Source : <http://finance.alberta.ca/publications/budget/budget2014/energy.pdf>

jouerait un rôle essentiel en procurant une capacité pipelinière suffisante permettant de réduire ou d'éliminer ces escomptes de prix.

43. L'Office a généralisé les conséquences économiques de la capacité et de l'utilisation des pipelines en affirmant ce qui suit :

Les coûts engendrés par une capacité pipelinière astreignante peuvent être importants. Si les pipelines fonctionnent à pleine capacité, les expéditeurs sont incapables d'acheminer davantage de produit par pipeline vers des marchés plus rentables. Ces contraintes peuvent accroître l'écart de prix, car une offre excédentaire sur un marché continue à y faire baisser les prix. Les producteurs et les gouvernements peuvent devoir renoncer à des rentrées appréciables dans de telles circonstances⁵⁰.

44. L'Office a étudié les effets de la capacité astreignante des gazoducs dans une situation précise, bien que moins désastreuse que celle de 2011-2013 qui a touché les producteurs de pétrole de l'Ouest canadien, compte tenu des « excédents de gaz » de la fin des années 1990. Le témoignage d'Alliance Pipeline (« Alliance ») résumé dans les Motifs de décision (les « Mdd ») pour l'instance GH-3-97 de l'Office à la page 56 de 156 de la version PDF attestait ce qui suit :

Alliance a estimé que l'industrie perdait entre 3,5 G\$ et 6 G\$ par année en raison de la faiblesse des prix du gaz. Alliance a laissé entendre que son projet procurerait des avantages appréciables à l'industrie du gaz naturel en haussant les prix netback, c'est-à-dire, les rentrées nettes des producteurs.

45. L'Office a donc exprimé dans ses Mdd à la page 60 de 156 de la version PDF le point de vue suivant :

À long terme, l'Office croit que le pipeline d'Alliance contribuera à assurer l'existence d'une capacité de transport suffisante entre le BSOC et les principaux centres de marché et que le pipeline aura des effets positifs sur les prix netback obtenus par les producteurs.

46. Le rapport entre le (faible) coût de se prémunir contre le risque lié aux escomptes des prix (le « piégeage ») et les coûts (élevés) associés au piégeage est très asymétrique. De plus, les coûts de cette prémunition ont tendance à être d'ordre privé (le coût pour les expéditeurs par pipeline de la capacité excédentaire) tandis que les coûts associés au piégeage sont d'ordre public ainsi que privé en raison de la proportion typiquement élevée de taxes et de redevances dans le prix du pétrole brut des producteurs qui serait abaissé par le piégeage.

⁵⁰ ONÉ, *Le réseau pipelinier du Canada – Évaluation du marché de l'énergie*, avril 2014, Chapitre 3, *Capacité pipelinière et utilisation*.

47. En ce qui concerne les coûts du piégeage, il est impossible de dissocier de façon satisfaisante les facteurs qui ont entraîné l'escompte du pétrole brut de choix de l'Ouest canadien (le « WCS ») par rapport au WTI et celui du WTI par rapport au Brent au cours des trois dernières années. L'escompte du WCS par rapport au WTI s'est élevé jusqu'à 40 \$/baril comparativement à ce qui serait considéré comme un escompte de qualité « normale » de, disons 20 \$/baril. Posons comme hypothèse que le piégeage, le cas échéant, augmenterait cet escompte de 10 \$/baril. L'ACPP prévoit actuellement que la production canadienne de pétrole brut s'élèvera à environ quelque 3,5 millions de barils par jour en 2020⁵¹. Si le piégeage existait à ce moment-là avec cet effet d'escompte, le coût quotidien pour les producteurs de pétrole et les gouvernements canadiens serait de 35 M\$, le coût mensuel, de plus de 1 G\$. Si la situation de piégeage se poursuivait, ses coûts ne tarderaient pas à se rapprocher du coût en capital total du Projet.

Conclusion : Les coûts publics et privés associés à la capacité pipelinière astreignante pour les pétroles bruts du BSOC pourraient se révéler énormes et éclipsent les coûts surtout privés d'aborder les enjeux à l'aide de mesures comme le projet Énergie Est. Lorsque, comme dans le cas du Projet, des investisseurs privés sont disposés à construire et à détenir une capacité pipelinière qui aiderait à prémunir contre le piégeage des pétroles bruts canadiens enclavés, il est dans l'intérêt public de leur permettre de le faire en procédant à la certification d'installations pipelinières qui répondent convenablement à des normes élevées en matière de sécurité et de protection de l'environnement.

g. En prémunissant contre le piégeage, le Projet permettrait aux investisseurs d'avoir confiance en la mise en valeur à long délai de ressources pétrolières en amont (la confiance en la suffisance à long terme de la capacité de transport du pétrole brut du BSOC est essentielle pour la planification des investissements dans les sables bitumineux)

48. La majeure partie du potentiel du pétrole canadien réside dans les sables bitumineux⁵². Les projets visant la mise en valeur des sables bitumineux ont des périodes de gestation de nombreuses années à compter de la planification initiale en passant par la demande auprès des autorités de réglementation et l'obtention de leur approbation jusqu'à la décision

⁵¹ ACPP, *Crude Oil Forecast, Markets and Transportation*, juin 2014, Table 2.4 Western Canadian Crude Oil Supply. Source : <http://www.capp.ca/getdoc.aspx?DocId=247759&DT=NTV>

⁵² Selon Ressources naturelles Canada, *Le total des réserves prouvées de pétrole au Canada est évalué à 173 milliards de barils, dont 168 milliards de barils dans les sables bitumineux de l'Alberta et 5 milliards de barils supplémentaires dans les formations de pétrole classique, extracôtier et de réservoirs étanches. Il est estimé aujourd'hui que les réserves de pétrole brut classique extracôtier de la côte Est sont de 1,5 milliard de barils, alors que les réserves de pétrole classique et de réservoirs étanches de l'Alberta sont estimées à 1,7 milliard de barils.* Source : <http://www.rncan.gc.ca/energie/brute-produits-petroliers/4544>

d'investissement définitive, la construction et la mise en service en vue du début de la production^{53 54}. Les investisseurs dans ces projets doivent donc avoir confiance, dès la première étape de leur mise en valeur, en la disponibilité d'une capacité pipelinière adéquate à compter du début de la production et par la suite permettant d'assurer l'acheminement du produit vers le marché.

49. De façon similaire, les contreparties des investisseurs dans les sables bitumineux, à savoir des investisseurs dans du nouvel équipement de raffinerie dans des régions éloignées des sables bitumineux où le produit canadien est traité, que se soit au Canada ou à l'étranger, doivent également être sûrs qu'il sera possible d'assurer le transport futur de ces charges d'alimentation avant de prendre leurs décisions d'investissement définitives quant à des projets de valorisation coûteux à long délai de réalisation à compter de leur date de début jusqu'à la date de mise en production.
50. Le professeur Hanson a reconnu la vérité affirmée au paragraphe 47 ci-dessus en ce qui concerne la mise en valeur du pétrole brut classique dans de nouveaux gisements : dans les douze ans qui ont suivi la découverte Leduc, il a noté que :

[TRADUCTION] *Sans ceux-ci (il faisait référence à la construction des deux principaux pipelines du jour, Interprovincial et Trans Mountain), l'investissement continu dans la mise en valeur des ressources pétrolières aurait été retardé et entravé. Avec ceux-ci, l'investissement continu dans la mise en valeur de la ressource pétrolière de la province a été stimulé et l'investissement dans d'autres entreprises régionales a été déclenché⁵⁵.*

51. L'Impériale en tient compte dans la mise en garde qu'elle adresse à la communauté financière en ces termes suivants :

La production du bitume du secteur pétrolier peut être soumise à des limitations de la capacité de transport vers les marchés. Les plans de mise en valeur des sables pétrolifères à long terme de la compagnie, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie pourraient subir des effets néfastes si l'infrastructure de transport

⁵³ Syncrude Canada a été constituée en 1964 et a commencé ses activités en 1978. Source : <http://www.syncrude.ca/about-syncrude/overview/>

⁵⁴ Le projet des sables pétrolifères de Kearl de L'Impériale a été élaboré au début des années 2000, a été examiné par un Comité d'examen conjoint composé de représentants des gouvernements fédéral et de l'Alberta en 2006 et a commencé ses activités en avril 2013. Source : http://www.imperialoil.ca/Canada-Francais/operations_sands_kearl.aspx

⁵⁵ Hanson, *op. cit.*, page 167.

*additionnelle requise n'est pas mise sur pied en temps opportun pour des raisons de réglementation ou autres*⁵⁶.

52. Cenovus, un autre grand exploitant de sables bitumineux, exprime une préoccupation essentiellement similaire comme suit :

[TRADUCTION] *Notre capacité d'accéder efficacement à des marchés d'utilisation finale peut être touchée par l'insuffisance de la capacité de transport pour notre production. Les restrictions sur le transport peuvent avoir des effets négatifs sur le rendement financier en raison de l'augmentation des coûts de transport et des écarts de prix, de l'abaissement des prix réalisés à des endroits précis ou pour des teneurs en particulier et, dans des situations extrêmes, de la réduction de la production. Bien que ce risque puisse influencer sur notre production de gaz naturel, il est surtout en mesure de nuire à notre production de pétrole brut, ce qui aurait une incidence négative sur notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie au sein de nos segments de sables bitumineux et de pétrole classique*⁵⁷.

53. L'importance de l'accès au marché au moyen d'une infrastructure pipelinère est démontrée dans les commentaires publics suivants des exploitants de sables bitumineux :

Canadian Natural : [TRADUCTION] *La Société continue de se concentrer sur sa stratégie de commercialisation du pétrole brut, y compris une stratégie de mélange qui élargit les marchés au sein de l'infrastructure pipelinère actuelle, appuyant des projets pipeliniers qui procureront la capacité de transporter du pétrole brut vers de nouveaux marchés, et travaillant avec des entreprises de raffinerie pour ajouter une capacité supplémentaire de conversion de pétrole brut lourd*⁵⁸.

Canadian Oil Sands (copropriétaire de Syncrude) : *Nous avons garanti l'accès de la société à de nouveaux marchés au moyen d'engagements quant à la capacité pour les pipelines proposés vers les côtes Est et Ouest du Canada et la côte du golfe du Mexique des États-Unis. En outre, nous avons des contrats visant la capacité de stockage dans l'Ouest canadien. Ces*

⁵⁶ L'Impériale, Avis de convocation à l'assemblée annuelle et spéciale des actionnaires, 2014 et circulaire de sollicitation de procurations par la direction, Rapport de gestion 2013, page A19. Source : http://www.imperialoil.ca/Canada-Francais/Files/2014_ProxyCircular-FR.pdf

⁵⁷ Cenovus, 2013 Annual Report and Management Discussion, page 52.
Source : <http://www.cenovus.com/invest/docs/2013-annual-report/complete.pdf>

⁵⁸ Canadian Natural Resources Limited, 2013 Annual Report, page 30.
Source : http://www.cnrl.com/upload/media_element/776/02/cnq_2013_ar.pdf

*mesures nous aideront à gérer les contraintes de transport et à étendre notre portée sur le marché afin d'obtenir le meilleur prix de vente pour notre produit*⁵⁹.

Cenovus : [TRADUCTION] *Nous privilégions des stratégies à court et à moyen terme visant à améliorer l'accès au marché pour notre production de pétrole brut, ce qui nous permettra de tirer parti de notre stratégie réussie en matière de commercialisation et de transport et d'élargir le portefeuille de débouchés pour notre production croissante*⁶⁰.

Suncor : *Nous détenons aussi une position dans chaque projet de pipeline majeur planifié en Amérique du Nord, en vue d'améliorer encore davantage notre accès aux prix mondiaux*⁶¹.

54. Les politiques des producteurs à l'égard de la réservation de capacité pipelinière en prévision des besoins contrastent fortement avec la situation durant le premier demi-siècle de la mise en valeur du pétrole de l'Ouest canadien. À cette époque, la capacité des oléoducs ne posait guère problème⁶², les oléoducs permettaient le transport commun essentiellement au maximum de leur capacité et les producteurs se contentaient de faire part de leurs exigences aux pipelines quelques jours avant le début de chaque mois au cours duquel la capacité pipelinière était demandée.

55. À une époque où, au dire de l'ACPP :

[TRADUCTION] *L'offre croissante de pétrole brut provenant de l'Ouest canadien atteint la capacité pipelinière existante et les calendriers prolongés de l'obtention des approbations des autorités de réglementation, en combinaison avec d'autres incertitudes, ont eu des répercussions sur le réseau de transport...*⁶³

⁵⁹ Canadian Oil Sands Limited, Rapport annuel 2013, Message du président.

Source :

<http://www.sedar.com/GetFile.do?lang=EN&docClass=2&issuerNo=00030953&fileName=/csfsprod/data149/filings/02179348/00000001/j%3A%5CSEDAR%5CARfren.pdf>

⁶⁰ Cenovus, *op. cit.*, page 61.

⁶¹ Suncor Énergie, Rapport annuel 2013, page 9. Source : <http://suncor360.nonfiction.ca/2014/ar-fr-final/#p=12>

⁶² Depuis longtemps l'ONÉ garde à vue les infrastructures de transport de pétrole et de gaz au Canada. Le rapport intitulé *Le réseau pipelinier du Canada - Évaluation du marché de l'énergie*, avril 2014, de l'ONÉ est un exemple courant de cette activité. Cependant, il y a 40 ans, l'Office avisait le Parlement, à la page 14 de son rapport annuel de 1973, de la façon suivante : [TRADUCTION] *Dans le cadre de ses responsabilités de délivrance des licences d'exportation de pétrole, l'Office a réalisé des études sur la capacité des divers oléoducs dont la destination est les États-Unis. Le caractère adéquat de la capacité pipelinière permettant de satisfaire aux exigences des marchés canadiens est sous surveillance permanente.*

⁶³ ACPP, *op. cit.*, à la rubrique *Crude Oil Transportation* à la page 6 de 52.

56. Il est manifestement impossible pour l'industrie ou les gouvernements ou les autorités de réglementation de chercher à « gérer » l'expansion de la capacité pipelinière en harmonie parfaite avec la croissance prévue de l'offre de pétrole brut de l'Ouest canadien. Il en est particulièrement ainsi lorsque, afin de réaliser les économies d'échelle nécessaires, des projets individuels ajouteraient des différentiels allant d'un demi-million à plus d'un million de barils par jour à la capacité de transport du pétrole du BSOC. La possibilité que la capacité pipelinière dépasse les exigences de transport qui pourraient être prévues, compte tenu du transport ferroviaire et d'autres moyens permettant d'acheminer le pétrole brut vers le marché, ne devrait pas être prise en considération dans la prise de décision des autorités de réglementation. Il existe trop d'incertitude dans les deux éléments des prévisions, comme l'a noté l'Office dans ses Motifs de décision dans l'instance Alliance, les différentiels de capacité pipelinière permettant l'accès à de nouveaux marchés étant nécessairement « amples »⁶⁴, et, comme il a déjà été mentionné, les coûts d'une « insuffisance » étant susceptibles de l'emporter sur les coûts d'une « surcapacité ».

57. IHS en fait la remarque comme suit à la page 18 de son rapport :

[TRADUCTION] *En raison de l'incertitude de la prévision de la croissance de l'offre et des échéanciers des projets pipeliniers, il est intrinsèquement difficile d'harmoniser parfaitement la construction de pipelines avec la croissance de l'offre. En outre, étant donné que la capacité pipelinière est généralement construite en longs tronçons alors que la production du pétrole brut croît à un rythme stable, l'on peut être presque certain de connaître des périodes de capacité apparemment excédentaire si l'on souhaite éviter des périodes de capacité insuffisante.*

58. Concentric aborde cette question en ces mots à la page 26 de son rapport :

[TRADUCTION] *Étant donné le rapport très asymétrique entre les coûts et les avantages (à savoir le faible coût de détenir une capacité pipelinière par rapport au coût élevé d'une capacité insuffisante — R. Priddle), les producteurs peuvent sembler prendre une décision économique rationnelle en s'engageant sans réserve au projet Énergie Est et à*

⁶⁴ L'ONÉ a répondu ainsi à cette question relative au transport du gaz : *En résumé, l'Office reconnaît que l'approbation et construction du projet de pipeline d'Alliance pourrait donner lieu à une capacité pipelinière dépassant l'offre pendant une période de temps. En raison de l'ampleur de l'investissement requis pour un projet comme celui-ci, ainsi que des engagements liés à Alliance par ses expéditeurs, on pourrait observer une baisse temporaire du taux d'utilisation des autres réseaux pipeliniers, nécessitant une certaine période de constitution des approvisionnements. Cependant, en raison même de la nature d'un pipeline complètement nouveau, l'investissement doit être assez considérable pour tirer profit des économies d'échelle.* Source : Motifs de décision, GH-3-97, Alliance Pipeline Ltd., 2.2 Approvisionnement en gaz, page 44 de 156 de la version PDF. Il existe donc en théorie des circonstances pour lesquelles les termes « Énergie Est » pourraient se substituer à « Projet d'Alliance Pipeline ».

d'autres projets, même si une certaine capacité excédentaire peut en résulter si tous les projets sont mis en valeur comme prévu et à temps. En outre, les réflexions de l'Office quant à l'intérêt public devraient tenir compte d'une nouvelle dynamique sur les marchés pétroliers. Le besoin de nouvelles installations pipelinières ne se résume pas simplement à la différence entre l'offre projetée et la capacité de transport actuelle. Le marché a également besoin de ce qui suit : (i) la flexibilité; (ii) la diversité de l'accès au marché; (iii) la capacité de gérer le risque associé à la concurrence sur des marchés multiples; (iv) la capacité de gérer la mise en valeur et le risque d'exploitation.

59. Dans tous les cas, et comme le mentionne Concentric dans son rapport aux pages 24-25, IHS prévoit ce qui suit sous la rubrique *Future Pipeline Scenarios* à la page 18 de son rapport :

[TRADUCTION] *Dans un scénario où tous les projets pipeliniers sont construits (à savoir : Enbridge Northern Gateway, Énergie Est, Keystone XL et le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain — R. Priddle), selon leurs calendriers actuels, les projets pipeliniers proposés procureraient suffisamment de capacité pour suivre l'offre jusqu'à au-delà de 2030 d'après la perspective de l'offre entrevue par IHS. Selon la projection de l'offre supérieure qu'entrevoit l'ACPP, l'offre excéderait la capacité pipelinière en 2027.*

Conclusion : Il est manifestement important et dans l'intérêt public de veiller à ce que les investisseurs en amont sachent maintenant que la capacité pipelinière saura remplir les besoins de leurs investissements au fur et à mesure de leur échéance. Le Projet est un élément important de cette garantie et la demande crée l'occasion de la fournir. Il en va de même pour les investisseurs dans des projets de valorisation de la capacité dans des régions éloignées des sables bitumineux, que ce soit au Canada ou à l'étranger.

4. Le Projet étendrait l'expérience de maintenir et d'exploiter un oléoduc majeur à quelque 2 500 kilomètres du Manitoba jusqu'au Nouveau-Brunswick, en passant par le nord de l'Ontario et le Québec

60. Mesurés sur une échelle régionale et provinciale, l'exploitation et le maintien de cet important oléoduc pourraient ne faire qu'un apport direct marginal au bien-être économique. Toutefois, les effets du Projet en ce qui concerne les revenus de travail, les taxes et impôts et les paiements de servitude seront d'importance proportionnelle au niveau local : le tracé pipelinier se trouve presque entièrement dans des régions rurales peu habitées, dont certaines sont désavantagées sur le plan économique.
61. Un oléoduc est une composante importante d'une infrastructure industrielle moderne. Le Projet, contrairement aux oléoducs d'exportation desservant surtout les marchés américains, extrapole cette infrastructure et ses avantages sur un territoire géographique pancanadien allant du centre de l'Alberta au Nouveau-Brunswick. Les avantages incluent, au niveau local, une compréhension et une application des technologies d'ingénierie connexes et constituent un élément positif de l'intérêt public local⁶⁵ dans le Projet.
62. Dans le sommaire des conclusions de son rapport, Concentric souligne ce qui suit à la page 49 :
[TRADUCTION] *Le Projet procure également des avantages socio-économiques considérables aux Canadiens partout au pays, y compris les résidents des régions par lesquelles l'oléoduc passe, les fournisseurs dans de nombreuses provinces, les gouvernements fédéral, provinciaux et municipaux et l'économie d'ensemble du Canada.*

Conclusion : Il est raisonnable de conclure que les effets locaux du Projet seront dans l'intérêt public et que les régions pour la plupart rurales par lesquelles il passe s'en porteront mieux en présence d'Énergie Est qu'en son absence.

⁶⁵ Pour l'Office, l'intérêt public englobe les intérêts locaux, régionaux et nationaux de tous les Canadiens. C'est la position adoptée par la CEC quant au projet Enbridge Northern Gateway; voir *Considérations*, Chapitre 2.3 *Critère relatif à l'intérêt public et à l'utilité publique en vertu de la partie III de la Loi sur l'Office national de l'énergie*.

5. Le transfert d'actifs, qui est essentiel au Projet, est dans l'intérêt public parce qu'il favorise le bien-être de la collectivité

63. Récapitulons : en plus de la certification du projet Énergie Est, la demande vise l'obtention de l'approbation par l'Office du transfert de certaines installations de gaz naturel du réseau principal de TransCanada à Énergie Est à la valeur nette comptable, majorée d'une prime d'acquisition et entraîne par voie d'une demande concurrente distincte la construction du PRPE.
64. La conjoncture de ces trois éléments — la certification de l'oléoduc, le transfert d'actifs gaziers et la certification du PRPE — produit un résultat démontré dans la preuve fournie par le demandeur, qui est manifestement dans l'intérêt public :
- a. Le projet Énergie Est est un nouvel élément important et stratégique de l'infrastructure nationale et affiche également un ratio avantages-coûts élevé;
 - b. Le transfert d'actifs et la construction d'installations gazières créeront des économies de valeur et procureront d'autres avantages pour les expéditeurs de gaz.
65. Le rapport de Concentric comprend sous sa rubrique VII intitulée *Transfer of Assets—Convert Gas to Oil Service*, qui débute à la page 31, une discussion approfondie de l'intérêt public de l'approbation du transfert d'actifs, selon les modalités de la demande. Il énumère, à la page 33, les facteurs à l'appui de cette conclusion quant à l'intérêt public et, inversement, à la page 39, il souligne qu'il n'est aucunement d'intérêt public de détenir les installations de conversion dans les services gaziers alors que leur utilisation dans les services pétroliers procure manifestement un accès opportun aux marchés pétroliers et réduit les lourdes pertes de revenus attribuables à l'approvisionnement de pétrole limité.
66. Les paragraphes suivants renforcent les arguments présentés ailleurs dans la demande selon lesquels le transfert demandé des installations de gaz naturel est dans l'intérêt public.

Le réseau principal de TransCanada, y compris le raccourci North Bay, est une ressource nationale détenue en propriété privée et il est dans l'intérêt public de garantir son utilisation optimale

67. Le réseau principal, qui consiste maintenant bien évidemment en de multiples tronçons de pipeline, a été construit pour la première fois au cours de la deuxième moitié des années 1950 en vertu d'une loi spéciale du Parlement. Il représentait un choix par le gouvernement fédéral entre un groupe d'investisseurs qui offrait une route « pancanadienne » vers l'est et un autre

groupe qui proposait un pipeline vers le Midwest des États-Unis⁶⁶. La construction du réseau principal a été rendue possible par la conclusion de contrats à long terme visant du gaz acheté par les sociétés de distribution locales (les « SDL ») à l'est de la Saskatchewan et par la construction par une société d'État du tronçon du nord de l'Ontario de la canalisation de transport, que TransCanada⁶⁷ seule n'aurait pas été en mesure de financer (ce tronçon a été acheté par TransCanada en 1963)⁶⁸.

68. En reliant les provinces au moyen de cette entreprise et de ces travaux fédéraux et en initiant ce qui est devenu un commerce d'énergie interprovincial d'envergure, le réseau principal a donc été un instrument de construction de la nation canadienne et d'élaboration de la toute première politique fédérale en matière d'énergie. Vu dans cette perspective, il est approprié dans le présent contexte de considérer le réseau principal, y compris le raccourci North Bay, comme une ressource nationale détenue en propriété privée et dont l'utilisation devrait toujours être optimale.
69. Les installations qui sont visées par l'article 74 de la demande de transfert, consistant en quelque 3 000 kilomètres de pipeline de 1067 mm enterré, servent essentiellement de canalisation pour des liquides. À l'heure actuelle, cette canalisation sert et est utile à la prestation de services gaziers. Cependant, elle peut être adaptée pour acheminer d'autres fluides, y compris la gamme complète de qualités de pétrole brut provenant du BSOC, tant naturel que synthétique. Énergie Est demande l'autorisation d'utiliser cette canalisation pour que son entreprise puisse répondre aux fortes tendances continues de l'offre et de la demande continentales et mondiales de pétrole qui ont convergé pour générer un besoin sur le marché pour un nouveau flux important ouest-est de pétrole du BSOC vers les raffineries dans l'est du Canada et vers les marchés d'exportation dans le bassin de l'Atlantique et au-delà.
70. La demande de transfert peut donc être placée de façon appropriée dans des contextes de politique et de secteur privé analogues à ceux qui régnaient dans les années 1950, mais à l'égard d'un fluide différent. De nos jours, ces contextes incluent : une ressource du BSOC enclavée en émergence; une préférence, politique dans les années 1950, économique dans les années 2010, pour des flux traversant le pays vers l'est; une préférence pour que les marchés canadiens

⁶⁶ Les groupes rivalisant pour l'approbation d'un important gazoduc pour le transport du gaz albertain vers l'Est comprenaient Western Pipelines Limited, constituée en 1949, dont le projet visait à transporter le gaz vers Winnipeg et à le rediriger ensuite vers le Sud pour se connecter au réseau de la société américaine Northern Natural et Trans-Canada Pipe Lines, constituée en 1951, dont le projet visait à transporter le gaz à travers les Prairies et le nord de l'Ontario vers les marchés de l'Ontario et du Québec. Voir Kilbourn, William. *Pipeline: TransCanada and the Great Debate a History of Business and Politics*, Clarke, Irwin and Company Limited, Toronto, Vancouver, 1970, pages 24 à 30.

⁶⁷ À l'époque, TransCanada s'écrivait comme suit : Trans-Canada Pipe Lines.

⁶⁸ Kilbourn, *op. cit.*, pages 89 à 93.

soient approvisionnés dans la mesure du possible par des sources nationales⁶⁹; un désir politique de construire de nouvelles relations en matière d'énergie, partout au pays dans les années 1950, à l'étranger aujourd'hui; une initiative commerciale et d'ingénierie du secteur privé fortement étayée par des contrats à long terme, visant autrefois des achats de gaz, maintenant par voie d'ententes de service de transport de pétrole ayant force obligatoire. À la grande différence des années 1950, deux tiers de l'acier est déjà sous terre. Il est nécessaire que les autorités de réglementation reconnaissent qu'il existe une utilisation optimale pour cette canalisation et qu'elle serait mieux utilisée dans les services pétroliers. La solution de rechange, à savoir laisser les installations gazières visées captives du contexte commercial toujours très difficile auquel le réseau principal fait face, constitue du gaspillage et semble inconcevable. Le marché s'est prononcé en très grande majorité en faveur du projet pétrolier en concluant des ententes de service de transport visant plus de 80 % de la capacité offerte. En conséquence, comparativement à la rétention dans les services gaziers, des quantités d'énergie beaucoup plus grandes seront transportées et des produits d'exploitation plus élevés seront réalisés, ce qui entraînera la création de revenus grâce à cette canalisation en acier et à son agrandissement vers l'Est, à Saint John, au Nouveau-Brunswick.

L'intérêt public s'assimile au bien-être de la collectivité qui, dans le présent cas, est la nation

71. L'intérêt public que l'Office sert est celui de l'ensemble de la population canadienne. Il tient compte des intérêts locaux et régionaux et inclut l'intérêt des générations futures. Toutefois, il transcende les positions des parties individuelles et, en fin de compte, la collectivité dont les intérêts sont soutenus par l'Office est celle de la nation. La CEC abonde manifestement en ce sens dans les conclusions qu'elle a formulées à l'égard du projet Enbridge Northern Gateway, selon lesquelles le projet, s'il est construit et exploité dans le respect strict des conditions fixées par la commission, est dans l'intérêt public canadien et sa réalisation serait plus avantageuse pour les Canadiens que le contraire⁷⁰.
72. Une autorité américaine, que l'Office a citée à l'appui de ses conclusions dans d'autres contextes, traitant du domaine certes plus restreint des tarifs des entreprises de services publics, invoque comme première raison justifiant l'utilisation du bien-être collectif ou de l'intérêt public comme norme d'une politique publique valable ce qui suit :

⁶⁹ La production gazière de l'Ontario ne suffisait plus à répondre aux besoins des sociétés de distribution locales et la plus importante de celles-ci, Consumers Gas, avait conclu un contrat d'approvisionnement avec une société américaine, Tennessee Gas Transmission Company. Au Québec, la Corporation de gaz naturel du Québec, maintenant Gaz Métro, ne fournissait que du gaz produit à partir de charbon importé.

⁷⁰ CEC, *op. cit.*, page 15, 3^e colonne.

[TRADUCTION] *En premier lieu, les aspects économiques des entreprises de services publics peuvent utilement accepter comme allant de soi les conceptions de base qui prévalent dans le pays et à l'époque examinés. Tout au moins, en Europe de l'Ouest et aux États-Unis (et l'on pourrait ajouter le Canada – R. Priddle), il s'agirait, entre autres choses, de l'identification de l'intérêt public avec le bien-être des membres de la collectivité ou de la nation, l'État (s'entendant dans le présent cas de l'autorité chargée de la réglementation – R. Priddle) étant considéré tout simplement comme un instrument permettant de réaliser ce bien-être⁷¹.*

73. Ces auteurs ont encore beaucoup à dire au sujet de l'intérêt public et de la maximisation du bien-être collectif. Ils affirment toutefois que leur rôle d'économistes professionnels est limité dans ce domaine, qu'ils n'ont pas les compétences nécessaires pour entreprendre la prise de décision réglementaire d'un point de vue normatif et que les membres d'une commission de réglementation dont c'est l'une des fonctions et responsabilités sont mieux qualifiés pour établir des comparaisons en matière de bien-être collectif⁷².

L'intérêt public que l'Office soutient est, tout compte fait, l'intérêt national

74. L'Office assume donc nécessairement, convenablement et continuellement la responsabilité attribuée par Bonbright et al. à la fonction de réglementation. Ce faisant, il a avancé ce qui suit :

L'intérêt public est un concept qui échappe à toute définition précise et dont les bornes peuvent changer d'un cas à l'autre en fonction de facteurs tels que les intérêts en cause ou l'article de la Loi en vertu duquel la demande est déposée⁷³.

75. Les limites de l'intérêt public dont il est question aux présentes sont manifestement très floues en raison des multiples articles de la Loi sur l'ONÉ en vertu de laquelle des demandes sont présentées, de la dispersion géographique des intérêts directement touchés et de la portée et de l'ampleur nationales des effets positifs du Projet sur le bien-être collectif, dans le cas où les demandes seraient approuvées, comme en témoignent la preuve fournie par le CBdC et IHS. Dans chacun de ces domaines, les limites de l'intérêt public sont beaucoup plus floues que dans toutes les demandes antérieures visant la certification d'un pipeline dans le sud du Canada, plus floues, par exemple, que dans les demandes qui ont été examinées exhaustivement par la CEC à l'égard du projet Enbridge Northern Gateway.

⁷¹ Bonbright, J.C., Danielsen, A.L., et Kamerschen D.R., *Principles of Public Utility Rates*, Arlington, VA: *Public Utilities Reports*, deuxième édition, mars 1988, chapitre 3, *The Public Interest as the Assumed Goal of Ratemaking*, page 70.

⁷² Bonbright et al., *op. cit.*, page 70 et pages 80-81 *The Public Interest and Social Welfare*.

⁷³ ONÉ, Motifs de décision, MH-1-2006, page 27 de 106 de la version PDF.

76. Un ancien président de l'Office a exprimé le point de vue général suivant concernant l'intérêt public :

[TRADUCTION] *Bien qu'il n'existe aucune définition précise de l'intérêt public, il est clair que l'intérêt public incarne le concept du « plus grand bien pour le plus grand nombre ». De nombreux projets seront, par exemple, une source de désagrément pour les citoyens qui se trouvent à proximité de ceux-ci, mais ils procureront des avantages à de nombreuses autres parties. Les autorités de réglementation doivent estimer le bien commun qu'un projet peut créer comparativement à ses aspects négatifs éventuels, équilibrer ses divers effets et rendre une décision. En rendant une décision, ils exercent leur jugement professionnel, qui incarne leur expérience et leur connaissance de l'industrie, ainsi que leur expertise dans les domaines pertinents⁷⁴.*

77. Compte tenu de ce qui précède, la demande de transfert d'actifs ne peut pas être traitée isolément. Il importe plutôt de tenir compte de la relation ombilicale entre le transfert et les demandes de certification visant le projet Énergie Est et le PRPE et de situer les trois demandes dans le contexte général de l'intérêt public tout en reconnaissant, à l'instar de l'Office dans l'instance MH-1-2006, que l'approbation d'un transfert ne constitue pas une réponse définitive ou complète à la question de savoir si l'exploitation des installations de gaz naturel dans les services pétroliers serait dans l'intérêt public ou de commodité et de nécessité publiques⁷⁵.

L'application de la norme de l'intérêt public national ne permet généralement pas de satisfaire à tous les intérêts concurrents

78. La norme à appliquer par l'Office dans ces trois demandes étroitement liées est donc celle de l'intérêt public, soit la même norme qui a été jugée applicable dans l'instance MH-1-2006⁷⁶.
79. En appliquant cette norme, il est généralement impossible de satisfaire pleinement tous les intérêts invoqués devant l'Office par le demandeur et par les parties intéressées, ce qui est prévisible : la CEC se penchant sur le projet Enbridge Northern Gateway a pesé et équilibré les avantages et les inconvénients et a conclu, par exemple, compte tenu des considérations économiques, tout en reconnaissant la difficulté de les mesurer, que les avantages économiques du projet seraient susceptibles de surpasser largement les inconvénients économiques qui l'accompagnent⁷⁷. Plus particulièrement, la CEC a jugé que l'ouverture des marchés du bassin du

⁷⁴ Vollman, Kenneth, *The Regulator's Role—Promoting the Public Interest—Notes for a Presentation, World Forum on Energy Regulation*, Montréal, 24 mai 2000, à la page 2.

⁷⁵ *Ibid.*

⁷⁶ ONÉ, Motifs de décision, MH-1-2006, page 35 de 106 de la version PDF.

⁷⁷ CEC, *op. cit.*, page 375, 3^e colonne.

Pacifique au pétrole brut canadien est importante pour l'économie et la société canadiennes. Toutefois, il est clair que les avantages de cette ouverture par voie du projet ne reviendraient pas aux parties ou aux intérêts qui estimaient être chargés d'un fardeau dans une mesure suffisante pour le compenser.

80. Cette condition est chose courante dans l'histoire de l'Office. Examinons les exemples suivants compte tenu de chaque partie applicable de la Loi régissant l'Office :

- a. **Questions visées par la partie III** : en traitant de la demande de certification visant le gazoduc de la vallée du Mackenzie, l'Office a déclaré qu'il devrait accepter que certains effets négatifs importants sur l'environnement soient probables, mais a estimé que ces effets seraient justifiés dans les circonstances. Il en est venu à cette conclusion après avoir examiné tous les effets positifs et négatifs que ce projet pourrait avoir et après avoir déterminé que le Nord s'en porterait considérablement mieux avec le projet que sans le projet⁷⁸.
- b. **Questions visées par la partie IV** : dans l'instance GH-5-89, l'Office a examiné soigneusement les effets distributifs de la péréquation d'une expansion de pipeline visant principalement l'approvisionnement des marchés d'exportation. Il a reçu des éléments de preuve selon lesquels la majoration tarifaire à la réalisation de l'expansion s'élèverait à environ 11 % (les droits de la zone sont de 0,97 \$/gigajoule comparativement à 0,87 \$/gigajoule sans l'expansion)⁷⁹. L'Office estimait que les expéditeurs existants n'ont pas de droits acquis à l'égard du réseau de TransCanada, de sorte qu'ils n'ont pas droit à une protection contre des majorations tarifaires résultant d'expansions économiquement rentables de ce réseau⁸⁰. Les expéditeurs actuels portant le fardeau de l'expansion dans cette contestation étaient des fournisseurs de gaz auprès de SDL canadiennes et de leurs clients résidentiels, commerciaux et industriels. Les expéditeurs bénéficiaires de l'expansion étaient des fournisseurs auprès de marchés d'exportation.
- c. **Questions visées par la partie VI** : au cours des dernières années, l'Office a examiné de nombreuses demandes visant l'exportation à long terme du gaz naturel liquéfié. À sa demande, il a été informé par des demandeurs quant à l'offre et à la demande du gaz canadien et aux répercussions des volumes d'exportation proposés sur la capacité des Canadiens de répondre à leurs besoins de gaz. La réponse presque uniforme des experts indique que l'exportation à long terme de quantités différentielles importantes de gaz

⁷⁸ ONÉ, Mdd, GH-1-2004, Projet gazier Mackenzie, Partie 4, *Notre décision*.

⁷⁹ ONÉ, Mdd GH-5-89, page 30 de 78 de la version PDF.

⁸⁰ *Ibid.*, page 59 de 78 de la version PDF.

augmentera raisonnablement le prix du gaz, mesuré par exemple au carrefour AECO-C en Alberta, au cours de la durée des exportations. L'Office a néanmoins continué à approuver les demandes de licence malgré cette opinion et tout en sachant manifestement que le milieu des producteurs et des exportateurs de gaz qui profiteront de ses approbations diffère du milieu des acheteurs et des consommateurs de gaz qui porteront le léger fardeau si les exportations prévues et les augmentations de prix connexes se matérialisent.

81. Compte tenu de ce qui précède, si l'Office devait apprécier la preuve examinée et juger sans réserve qu'il est dans l'intérêt public d'approuver les demandes de certificats et de transfert, il serait approprié – après l'établissement de conditions ayant pour but de veiller à ce que soient prises des mesures d'atténuation raisonnables des effets sur l'environnement – d'accorder les approbations demandées même si, à l'instar d'un grand nombre de décisions antérieures, certains intérêts économiques semblaient subir des pertes financières.

Perspective appropriée quant aux répercussions (financières) économiques négatives éventuelles qui peuvent être associées à l'approbation du transfert et à d'autres approbations demandées

82. Il est concevable, bien qu'incertain, que certaines parties à la présente instance puissent chercher à invoquer un « préjudice » causé sous forme de pertes financières, par exemple, aux expéditeurs, aux distributeurs et aux consommateurs de gaz par suite de la demande de transfert d'actifs, de conversion d'installations en centres de services pétroliers et de construction du PRPE assortie des majorations tarifaires connexes.
83. Dans ce cas, l'Office devrait examiner la question ou les questions des répercussions économiques négatives dans la perspective élargie des bouleversements survenus dans les approvisionnements de pétrole et de gaz en Amérique du Nord et des flux nationaux et internationaux en découlant qui ont abaissé les prix du gaz, déstabilisé les marchés nationaux de l'est et d'exportation du gaz du BSOC, entretenu un climat commercial très négatif pour l'exploitation commerciale du réseau principal de TransCanada et créé l'obligation pour les producteurs de pétrole du BSOC d'accéder à des marchés continentaux de l'est du Canada et du bassin de l'Atlantique plutôt que de chercher à élargir davantage ses marchés américains où le produit canadien fait face à la forte concurrence des pétroles bruts légers provenant des schistes américains et d'autres formations non classiques. Inversement, il est recommandé que l'Office n'examine pas ces répercussions dans la perspective étroite du préjudice invoqué en raison des variations éventuelles des tarifs de transport touchant uniquement certains expéditeurs, SDL et leurs clients dans une mesure proportionnellement négligeable.

84. Quant à la perspective élargie recommandée, les bouleversements, actuels et prospectifs, sont survenus essentiellement par suite de ce que M. Daniel Yergin d'IHS a nommé [TRADUCTION] l'« ouragan de schiste »⁸¹. Il n'y a pas lieu de chercher plus loin que l'évaluation du marché de l'énergie par l'Office, intitulée *Avenir énergétique du Canada en 2013* (novembre 2013) pour trouver un très récent point de vue d'expert quant à ces bouleversements et à leurs répercussions, lequel est présenté sous la rubrique *Évolution du tableau de l'énergie* traitant à la fois de la *Production de gaz de schiste et de réservoirs étanches* et de la *Production de pétrole de réservoirs étanches* aux pages 3-7 et résumé à la page 3 par le commentaire suivant : *Le marché nord-américain de l'énergie évolue rapidement depuis quelques années. Ce qui est sans doute le plus à signaler, c'est le perfectionnement technologique des méthodes de forage et de complétion de puits qui est rapidement venu transformer les perspectives de production gazière et pétrolière en Amérique du Nord.*
85. Les données de base sous-jacentes à ces bouleversements sont susceptibles de persister, ce qui se dégage manifestement de l'évaluation de l'*Avenir énergétique du Canada en 2013* qui, couvrant la période jusqu'à la fin de 2035, prévoit une montée de la production de pétrole brut (pages 39-40), sous réserve de l'hypothèse clé que l'infrastructure sera suffisante pour livrer la production de pétrole canadien sur les marchés d'exportation (page 51), exprime la confiance que les forces du marché hautement intégré en Amérique du Nord feront que l'offre de gaz naturel suffira à la demande au Canada à un prix dicté par le marché (page 60), et postule un ratio élevé continu saisissant des prix du pétrole par rapport aux prix du gaz dans tous les scénarios de prix examinés (figure 1.1 à la page 1) prédisant d'énormes rentes (ou surplus) de consommation pour les utilisateurs de gaz.
86. Quant à la répercussion sur les activités de transport interne interprovincial de TransCanada de ces bouleversements dans le secteur du gaz naturel, l'Office était d'avis en mars 2013 que : *la situation dans laquelle se trouve le réseau principal est inédite. Aucun gazoduc d'envergure relevant de la réglementation de l'Office n'a jamais subi les forces du marché avec autant de vigueur que le réseau principal en ce moment*⁸².
87. La menace que représente l'environnement pour les activités du réseau principal de TransCanada a suscité de la part de celle-ci une réponse à volets multiples. La réponse à trois volets intégrée figurant dans les demandes aux termes de l'article 52 et dans la demande de transfert d'actifs aux termes de l'article 74 applique l'esprit d'entreprise commerciale et la virtuosité technique à la production de solutions dans l'intérêt public qui servent à remplir les besoins des producteurs de pétrole du BSOC et des entreprises de raffinerie de l'est du Canada tout en préservant les intérêts des SDL du centre du Canada et de leurs clients et en satisfaisant pleinement leurs exigences, comme en témoigne la conclusion de contrats à long terme de

⁸¹ Yergin, Daniel, *op. cit.* (fn 27), pages 331 à 334.

⁸² ONÉ, Mdd, RH-003-2011, *Dispositif, Le contexte commercial*, page 1.

service de transport ferme. Ces aspects sont traités en profondeur dans la demande et les autres éléments de preuve d'experts. Par exemple, le rapport de Concentric traite de la qualité du service de transport du gaz à la page 34 et énumère les avantages pour les producteurs de pétrole aux pages 47-48.

88. Selon le « facteur décisif » de cette perspective élargie recommandée, si une preuve de pertes financières subies par certains consommateurs de gaz canadiens est fournie et établie, l'Office devrait l'examiner compte tenu de ce qui suit :
- a. L'Office a, dans un contexte similaire, rejeté un critère postulé « d'absence de préjudice aux clients » et a plutôt privilégié l'intérêt public en tant que norme de réglementation appropriée (voir la pièce jointe A ci-après);
 - b. Les utilisateurs de gaz canadiens de tous types continueront de jouir de rentes (ou de surplus) de consommation de très grande valeur, qui correspondent à des revenus non réalisés et non imposés, du fait que les prix du gaz demeurent bien au-dessous de ceux de combustibles concurrentiels, particulièrement les combustibles utilisant le pétrole⁸³ et, surtout en Ontario, l'électricité aussi⁸⁴;
 - c. L'Office a par le passé jugé acceptables des augmentations similaires de coûts de transport touchant les SDL et leurs clients dans le cadre de l'instance GH-5-89 par suite de la « péréquation »;
 - d. La mise en place du PRPE permettrait aux SDL du centre du Canada de jouir de la haute qualité traditionnelle des services fermes de TransCanada en ce qui concerne l'établissement de leurs sources d'approvisionnement en gaz;

⁸³ L'Office prévoit que le ratio des prix du pétrole par rapport à ceux du gaz continuera à largement favoriser les consommateurs de gaz naturel, comme il l'énonce dans sa publication de novembre 2013 intitulée *Avenir énergétique du Canada - Offre et demande énergétiques à l'horizon 2035 - Évaluation du marché de l'énergie* : *Historiquement, le prix du gaz naturel suit le cours du pétrole brut, tout en demeurant un peu en retrait sur la base d'une équivalence énergétique de 6 : 1 (le prix du pétrole est coté en \$ US/b et celui du gaz, en \$ US/MBTU). Ces dernières années, ce ratio a augmenté pour atteindre 18 : 1 en 2010. Ce phénomène tient au potentiel considérable des nouvelles sources d'approvisionnement créé par l'utilisation accrue de la fracturation hydraulique en plusieurs étapes ainsi qu'au nombre restreint d'occasions de se convertir des combustibles utilisant le pétrole au gaz naturel. Dans le scénario de référence, le ratio diminue lentement pour se fixer à 14 : 1 à l'horizon 2035, selon les projections de prix pour le pétrole et le gaz naturel. Les projections annuelles des prix du pétrole et du gaz utilisées par l'Office desquelles sont dérivés ces ratios se trouvent dans le scénario de référence du tableau A1.1 des annexes de l'Évaluation du marché de l'énergie ci-dessus.*

⁸⁴ Le tableau A2.10 des annexes, op. cit., intitulé *Demande - Scénario de référence, Ontario*, Section 1 : *Prix de l'énergie pour utilisation finale*, présente les projections des prix du gaz naturel, de l'électricité et du mazout léger dans la catégorie *Résidentiel*, ce qui démontre que le ratio des prix de l'électricité par rapport à ceux du gaz exprimés en dollars par gigajoule s'élève de 2,6 en 2014 à 2,9 en 2025 et à 3,1 en 2035. Même si on alloue, disons, 20 % pour l'écart en faveur de l'électricité en termes d'efficacité dans son utilisation pour le chauffage de l'eau et de l'espace résidentiels, il est évident que les prix du gaz résidentiel sont actuellement avantageux du point de vue du consommateur et, selon l'office, devraient le devenir encore plus d'ici 2035.

- e. La capacité concurrentielle projetée de ces sources d'approvisionnement sur les marchés de l'énergie qu'elles desservent fera en sorte que, contrairement au contexte commercial difficile auquel font face le réseau principal et ses investisseurs dans les services gaziers, les SDL et leurs investisseurs continueront de prospérer.

Conclusion : Le transfert d'actifs est dans l'intérêt public du Canada parce qu'il garantirait l'utilisation optimale du réseau principal canadien, une ressource nationale détenue en propriété privée qui peut être adaptée pour atteindre les objectifs nationaux en ce qui a trait au pétrole, analogues à ceux qu'il a atteints pour ce qui est du gaz il y a un demi-siècle. L'issue d'une réglementation valable ne peut pas satisfaire de la même manière l'ensemble des intérêts concurrents. L'Office doit rechercher le plus grand bien pour le plus grand nombre, ce qu'il pourra faire en approuvant la demande de transfert et les demandes connexes visant les installations, ces dernières étant toujours assorties de conditions visant à assurer des normes élevées en matière de protection de l'environnement et de sécurité du public.

R. Priddle

Octobre 2014

L'examen des questions d'intérêt public par l'Office

La seule raison d'être de l'Office quant aux sociétés soumises à sa réglementation vise à évaluer et à protéger l'intérêt public⁸⁵. Quand l'Office reconnaît expressément la nature d'un attribut d'un projet comme étant (ou non) dans l'intérêt public, il ne veut pas dire que les autres attributs qui n'ont pas été expressément reconnus comme tels ne sont pas d'intérêt public aux yeux de l'Office.

La position générale de l'Office sur l'intérêt public

L'Office déclare qu'un de ses objectifs est de réglementer, dans l'intérêt public canadien, les pipelines, la mise en valeur des ressources énergétiques et le commerce de l'énergie.

Dans ce cadre, l'Office estime que l'intérêt public canadien englobe les intérêts de tous les Canadiens et Canadiennes; il s'agit d'un équilibre des intérêts économiques, environnementaux et sociaux qui change en fonction de l'évolution des valeurs et des préférences de la société⁸⁶.

Pour expliquer ses responsabilités, l'Office déclare qu'il considère les questions d'intérêt public selon l'incidence que l'octroi des demandes peut avoir sur celui-ci et illustre en donnant comme exemple la protection de l'environnement et la sécurité publique comme deux de ces questions⁸⁷.

Dans le cadre de l'octroi d'une demande de certificat d'utilité publique comme le demande Énergie Est, l'objectif ultime de l'Office est de formuler une recommandation quant à savoir si le projet est d'intérêt public, concept qui fait partie intégrante de l'article 52 de la Loi sur l'ONÉ « ... sa recommandation motivée à savoir si le certificat devrait être délivré ou non relativement à tout ou partie du pipeline, compte tenu du caractère d'utilité publique, tant pour le présent que pour le futur, du pipeline... »⁸⁸.

⁸⁵ L'Office a énoncé l'objectif de son mandat dans ses Motifs de décision dans l'instance OH-4-2007 de la façon suivante : *L'ONÉ a pour raison d'être de promouvoir, dans l'intérêt public canadien, la sûreté et la sécurité, la protection de l'environnement et l'efficacité de l'infrastructure énergétique, conformément au mandat conféré par le Parlement au chapitre de la réglementation des pipelines et des lignes internationales de transport d'électricité, ainsi que de la mise en valeur des ressources énergétiques.*

⁸⁶ Source : Site Web de l'ONÉ, Plan stratégique, <https://www.neb-one.gc.ca/bts/whwr/gvrnnc/strtgcpnl-fra.html>

⁸⁷ Source : Site Web de l'ONÉ, Responsabilités, <https://www.neb-one.gc.ca/bts/whwr/rspnsblt/index-fra.html>

⁸⁸ CEC, *op. cit.*, *Considérations*, page 7.

La position de l'Office (et des commissions) sur l'intérêt public relative à certaines demandes de certificat

Instance du projet d'agrandissement Alberta Clipper — OH-4-2007 — Février 2008

Cette commission déclare que les facteurs et les critères servant à déterminer l'intérêt public varient selon les circonstances :

Suivant la Loi sur l'ONÉ, les facteurs dont il faut tenir compte et les critères qui doivent être appliqués pour parvenir à une décision concernant l'intérêt public, ou le caractère d'utilité publique d'un projet tant pour le présent que pour le futur, peuvent varier en fonction des circonstances, notamment de la demande, de l'emplacement du projet, du produit en cause, des composantes de la population qui seront touchées par la décision, des valeurs sociales de l'époque et des visées des dispositions pertinentes de la Loi sur l'ONÉ. 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 sûreté⁸⁹.

Instance de TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd. — OH-1-2009 — Mars 2010

La commission a indiqué dans le cadre de son « Appréciation des avantages et inconvénients » en déterminant le caractère « d'utilité publique, tant pour le présent que pour le futur, » requis relativement aux certificats délivrés en vertu de la Partie III de la Loi sur l'ONÉ que :

Chaque demande comporte généralement des avantages et des inconvénients sur lesquels l'Office doit exercer son jugement éclairé en se fondant sur une analyse approfondie de la preuve dont il est dûment saisi pour en arriver à sa décision définitive⁹⁰.

En appréciant les avantages et les inconvénients, l'Office considère que les avantages économiques du pipeline Keystone XL découlent principalement de l'accroissement de la concurrence et des options de transport additionnelles dont les expéditeurs peuvent se prévaloir alors que les inconvénients économiques du projet portaient principalement sur le fait que les expéditeurs sur ces réseaux pourraient devoir payer des droits plus élevés⁹¹.

La commission a pris ce qui pourrait être considéré par certains comme une position fortement indépendante dans son évaluation de l'intérêt public et a réaffirmé son inquiétude sur l'équilibre des intérêts concurrents :

⁸⁹ ONÉ, Motifs de décision, page 2, rubrique 1.3 *L'intérêt public*.

⁹⁰ ONÉ, Motifs de décision, page 82, rubrique 11.1 *L'intérêt public canadien*.

⁹¹ *Ibid.*, page 83, rubrique 11.2 *Appréciation des avantages et inconvénients*.

L'Office est d'avis que cette décision sur l'intérêt public global doit transcender les positions des parties individuelles ainsi que les énoncés des gouvernements en matière de politique économique et énergétique. L'Office en tient compte, mais il estime qu'il doit aussi concilier, en ce qui concerne l'intérêt public, les intérêts concurrents dans les domaines politique, économique et social⁹².

La Commission d'examen conjoint (la « CEC ») dans l'instance du projet Enbridge Northern Gateway (« ENG ») — OH-4-2011-2013

Commentaires de nature générale

Cette commission a enrichi quelque peu la définition générale d'intérêt public de l'Office de deux façons : en définissant davantage la notion de « tous les Canadiens » et en introduisant le concept d'intégration des trois groupes de considérations identifiés par la position générale de l'Office :

Pour la commission, l'intérêt public englobe les intérêts locaux, régionaux et nationaux de tous les Canadiens et consiste en l'intégration des intérêts environnementaux, sociaux et économiques. La détermination de l'intérêt public est fondée sur des conclusions de fait et un examen des informations scientifiques et techniques⁹³.

La Commission a poursuivi en notant que :

La Loi sur l'Office national de l'énergie oblige la commission à examiner l'incidence potentielle sur l'intérêt public de l'approbation du projet ou du rejet de la demande.

En faisant sa recommandation à savoir si le projet ENG est dans l'intérêt public ou non, la commission a déclaré avoir toujours gardé à l'esprit les répercussions du projet sur les générations futures de Canadiens et Canadiennes⁹⁴.

La recommandation de l'Office quant à savoir si le projet est dans l'intérêt public repose bien entendu sur la preuve qui lui a été présentée à l'égard du projet⁹⁵. Cette preuve est recueillie et examinée en

⁹² ONÉ, Motifs de décision OH-1-2007, page 56, rubrique 9 *Incidences du projet sur les intérêts nationaux, Opinion de l'Office*.

⁹³ CEC, *op. cit.*, Considérations, page 9.

⁹⁴ *Ibid.*, page 4.

⁹⁵ *Ibid.*

fonction de la liste des questions que doit examiner l'Office, dans la demande d'Énergie Est, *Liste des questions — Questions relatives aux installations — Partie III de la Loi sur l'Office national de l'énergie*.

La *Loi sur l'Office national de l'énergie* exige que l'Office fixe les conditions qu'il juge nécessaires ou utiles à l'intérêt public pour la réalisation du projet si le gouverneur en conseil lui donne instruction de délivrer des certificats autorisant le projet⁹⁶. La recommandation de l'Office tient compte de ces conditions, lesquelles peuvent inclure des mesures d'atténuation environnementale précises et d'autres conditions, et détermine si le projet est utile à l'intérêt public⁹⁷.

Commentaires quant aux éléments spécifiques de l'intérêt public

La CEC examinant le projet ENG a déclaré ce qui suit :

La commission a soupesé les fardeaux et les avantages potentiels du projet dans l'optique de leurs effets sur l'environnement, la société et l'économie à l'échelle locale, régionale et nationale. Puisque ces trois volets de l'intérêt public interagissent et s'imbriquent, la commission en a fait l'examen de manière intégrée⁹⁸.

Quant aux considérations spécifiques de l'intérêt public, la CEC a évalué les points suivants :

- *il est utile à l'intérêt public que l'offre croissante de pétrole brut de l'Ouest canadien trouve preneur sur les marchés du bassin du Pacifique⁹⁹;*
- *il est dans l'intérêt public de maximiser les prix obtenus pour le pétrole brut de l'Ouest canadien, une ressource non renouvelable¹⁰⁰.*
- *des marchés qui fonctionnent bien ont tendance à produire des résultats qui sont dans l'intérêt public¹⁰¹.*

(Inversement, l'Office a trouvé qu'il ne serait pas dans l'intérêt public de rejeter les projets pour répondre à une question non liée au marché comme à la page 74 des Motifs de décision dans l'instance OH-4-2007 : ... *l'Office estime qu'il ne serait pas dans l'intérêt public*

⁹⁶ *Ibid.*, page 6.

⁹⁷ *Ibid.*, page 9.

⁹⁸ *Ibid.*, page 11.

⁹⁹ *Ibid.*, page 366.

¹⁰⁰ *Ibid.*, page 372.

¹⁰¹ *Ibid.*, page 375.

de rejeter le projet pour réserver une charge d'alimentation à des projets intérieurs d'installations de valorisation et de raffinage qui pourraient ou non être réalisés...¹⁰²).

- L'office dans ses Motifs de décision dans l'instance OH-1-2009 du pipeline Keystone XL a tempéré le principe d'intérêt public lié au « bon fonctionnement des marchés » ou aux « forces de la concurrence » en ajoutant... *sauf si cela entraîne des coûts supérieurs aux avantages acquis¹⁰³.*
- *L'oléoduc d'exportation de pétrole, en procurant un accès aux marchés du bassin du Pacifique, pourrait constituer un ajout important et stratégique pour le réseau pipelinier de l'Ouest canadien dans son ensemble¹⁰⁴ (et, implicitement, cela serait dans l'intérêt public).*

Dans l'instance MH-1-2006 visant le transfert d'actifs, l'Office a traité de la question d'intérêt public relativement à un critère postulé d'« absence de préjudice ».

Comme le déclare l'Office, *De manière générale, les parties étaient divisées en deux camps : d'un côté, les parties en faveur d'une évaluation de la demande de transfert en fonction de la grande norme de l'intérêt public et de l'autre, celles qui sont favorables à une évaluation basée sur le critère de l'« absence de préjudice » pour les clients¹⁰⁵.*

Après avoir entendu de nombreux témoignages et arguments, l'Office a jugé que la norme de réglementation applicable à la demande de transfert était celle de l'intérêt public¹⁰⁶.

¹⁰² ONÉ, Motifs de décision OH-4-2007, page 74.

¹⁰³ ONÉ, Motifs de décision OH-1-2009, page 34.

¹⁰⁴ CEC, *op. cit.*, Considérations, page 394.

¹⁰⁵ ONÉ, Motifs de décision MH-1-2006, page 10.

¹⁰⁶ ONÉ, *op. cit.*, page 17.

Roland Priddle : diplômes, expérience et expertise

Diplômes universitaires :

M.A. University of Cambridge (Géographie économique)

M.A. Université d'Ottawa (Économie)

Expérience pertinente :

1956-1964 : Groupe de sociétés de la Royal Dutch/Shell : analyste en gestion

1965-1973 : Office national de l'énergie : état-major, chef de division, directeur

1974-1985 : Directeur général et sous-ministre du pétrole au ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources (aujourd'hui Ressources naturelles Canada)

1986-1997 : Office national de l'énergie : Membre et président du conseil

1997-... : Consultant national et international en matière de réglementation, de politique et d'économie de l'énergie

Reconnu comme témoin expert dans les instances suivantes :

Office national de l'énergie : GH-001-2012, NOVA Gas Transmission Ltd., projet de prolongement Komie Nord de la canalisation principale du nord-ouest, octobre 2012

Commission d'examen conjoint pour le projet Enbridge Northern Gateway, septembre 2012

Office national de l'énergie : GH-1-2011, KM LNG, demande de licence d'exportation de gaz naturel liquéfié (ou GNL), juin 2011

Membre d'un groupe d'arbitrage dans le cadre d'un arbitrage privé en vertu de la *Loi sur l'arbitrage commercial* (Canada), novembre 2010

Tribunal de la faillite des États-Unis, District du Maryland (Cause n° 03-30465-PM), le 21 avril 2008

Office national de l'énergie : GH-1-2004, projet gazier Mackenzie, novembre 2006

Surintendant des hydrocarbures en Bolivie (Tarifs applicables au prolongement du réseau de pipeline 24), mai 2002

Régie de l'Énergie du Québec : Dossier R-3401-98, Hydro-Québec, avril 2000