

324

PR4.1.6

Projet Oléoduc Énergie Est de
TransCanada – section québécoise

6211-18-018

Annexe 2-1

Pages de remplacement relatives à la demande

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 ~~104106~~ 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 ~~693690~~ 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 ~~407411~~ 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

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	–	404106	693690	407411	1489 <u>1 491</u>
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 593595 _{2,3}
N ^{bre} de vannes	28	6461	48	479178	424111	6456	507482
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 <u>sont quelques peu différents des autres tableaux dus à l'arrondissement.</u> 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.							

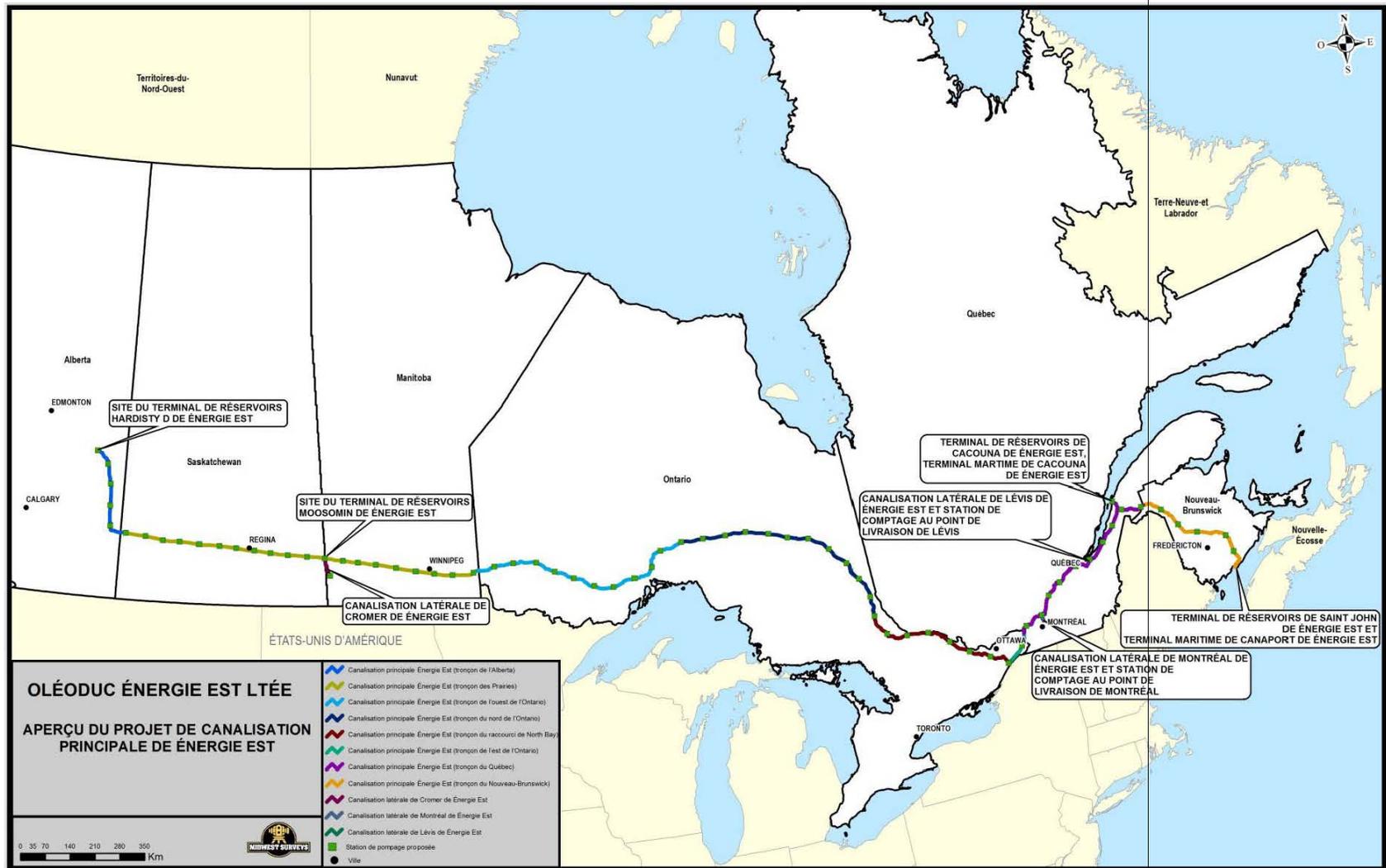


Figure 2-1 : Aperçu du tracé et des composants principales de l'Oléoduc Énergie Est

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~~ 2.12: 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.

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	104 106	78
Tronçon du Québec	386	693 690	56
Tronçon du Nouveau-Brunswick	110	407 411	27
Total	3 811	4 495 497	85
Note : 1. Les nombres indiqués dans cette colonne ont été arrondis. 2. Les pourcentages indiqués dans cette colonne <u>diffèrent quelque peu des autres tableaux dus à l'arrondissement.</u>			

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 [2.14.53.5](#) : 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 [2.14.63.6](#): 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;

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 deuxième 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 deuxième 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- 4644
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 [troisième](#) 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.

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 4.34 : 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 4.45 : 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 56 : 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.

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	<u>4 120 146</u>	<u>560 370</u>	<u>4 680 516</u>
Rencontres avec les autorités municipales	<u>450 920</u>	<u>403 155</u>	<u>854 075</u>
Journées portes ouvertes	<u>7574</u>	<u>78</u>	82
Participants inscrits aux séances portes ouvertes	<u>6 490 569</u>	<u>904 950</u>	<u>7 395 519</u>
Appels téléphoniques sur la ligne sans frais pour le Projet	1 500	<u>5358</u>	<u>6 858</u>
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.

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	65,865,6	ON	Nouveaux tronçons	4
	Section Alexandria	38,240,4	ON		8
Tronçon du Québec	Section St-André Est	23,721,1	QC	Nouveaux tronçons	1
	Section Lachute	73,674,5	QC		6
	Section Mascouche	75,075,4	QC		7
	Section Maskinongé	58,959,0	QC		12
	Section Saint-Maurice	76,676,5	QC		15
	Section Donnacona	54,054,5	QC		11
	Section Lévis	75,473,4	QC		13
	Section Cap-Saint-Ignace	60,226,0	QC		14
	Section Saint-Gabriel-Lalemant	81,7	QC		10
	Section Cacouna	40,940,6	QC		6
	Section Saint-Honoré-de-Témiscouata	65,865,7	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	62,762,1	NB	Nouveaux tronçons	6
	Section Grand Falls	71,573,2	NB		8
	Section Plaster Rock	58,860,8	NB		7
	Section Napadogan	92,490,3	NB		13
	Section Cumberland	61,063,1	NB		11
	Section Hampton	61,061,4	NB		11
Total partiel – Nouveaux tronçons de la canalisation principale		281,0	AB	Nouveaux tronçons	28
		3,1	SK		31
		104,0106,0	ON		12
		693,1689,9	QC		111
		407,4410,9	NB		56
Total – Nouveaux tronçons de la canalisation principale		1 488,6 1 490,9			208
Total partiel – Tronçons à convertir ³		613,1	SK	Conversion	6160
		465,2	MB		48
		1 927,9	ON		166
Total – Tronçons à convertir		3 006,2			275274
Total - Canalisation principale		4 495 4 497,1			483482

Note :

1. Les chiffres figurant dans cette colonne sont arrondis différemment quelque peu des autres tableaux dus à l'arrondissement.
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 3-1-1-3.2 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

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 ^{er} avril 2014	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
Demande Volume 1, section 2.9.3 Demande Volume 4, section 2.9 Demande Volume 7, section 2.11	Plan d'atténuation pour les formations rocheuses acides	T3 2015
Demande Volume 1, section 2.9.4 Demande Volume 4, sections 3.3.1.4 et 3.4.4, Annexes Vol 4-35, 4-62 et 4-65 Demande 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, Rivière du Nord et Salmon	T2 2015
Demande Volume 1, section 2.9.4 Demande 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	T4 <u>T2</u> 2015
Demande Volume 1, section 2.9.4 Demande 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
Demande Volume 1, section 2.7.5 Demande 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 <u>T3</u> 2016
Demande Volume 1 section 2.13 Demande 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)
Demande 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 (Révisé pour janvier 2015)
Demande 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	T4 <u>T2</u> 2015
Demande 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
Demande Volumes 7, 9 et 10 Item H1	Mise à jour de la consultation sur le transport maritime	T4 <u>T2</u> 2015
Demande 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
Demande Volume 11, section 3 ÉES Volume 1, section 1	Évaluation des composantes du Projet qui ne sont pas incluses dans l'ÉES, y compris : <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 (Révisé pour janvier 2015)
Demande Volume 11, section 3 ÉES Volume 1, section 1	Évaluation des composantes du projet qui ne sont pas incluses dans l'ÉES, y compris : <ul style="list-style-type: none"> les postes de vannes de sectionnement sur le pipeline de conversion les chemins d'accès permanents aux terminaux de réservoir, stations de pompages et aux 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) T3 2015
Demande Volume 1, section 2.17 Demande Volume 11, section 3 ÉES Volume 1, section 1	Annexes de l'ÉES afin de faire rapport des effets importants relativement : <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 pour la Baie de Fundy et T2 215 pour Cacouna et le Golf St-Laurent.
	<ul style="list-style-type: none"> aux effets potentiels du franchissement par tranchée à ciel ouvert de la rivière Assiniboine, au Manitoba, sur la muette 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 (Révisé pour janvier 2015)
Demande Volume 11, section 3 ÉES Volume 1, section 1	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 (Révisé pour janvier 2015)
Demande Volume 11, section 3 ÉES Volume 1, section 1	Évaluation quantitative des effets potentiels du Projet sur l'habitat essentiel du caribou des bois dans le nord de l'Ontario	T4 2014 (Révisé pour janvier 2015)
Demande Volume 11, section 3 ÉES Volume 1, section 1	Cartes-tracés environnementales incluant les tableaux d'atténuation spécifique aux ressources.	T1 2015 pour Alberta, Saskatchewan, Manitoba, Ontario et Nouveau-

		Brunswick, T2 2015 pour le Québec
Demande Volume 11, section 4 ÉES Volume 1, section 1	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 T3 2015
Demande Volume 11, section 5 ÉES Volume 1, section 1	Plans de protection de l'environnement mis à jour	T4 2014 T1 2015 pour Alberta, Saskatchewan, Manitoba, Ontario et Nouveau- Brunswick, T2 2015 pour le Québec

1.0 BESOINS EN PRODUITS POUR LA CESSION D'ACTIFS ET LE PROJET DU RÉSEAU PRINCIPAL DE L'EST

Les hypothèses suivantes ont été utilisées dans le calcul de l'incidence différentielle annuelle sur les besoins en revenus occasionnée par la cession des installations de la canalisation principale à Énergie Est et l'ajout des installations du Projet du réseau principal de l'Est, y compris la mise hors-service des groupes compresseurs électriques le long de la ligne de Montréal.

Base tarifaire : Les actifs cédés seront retirés du service de transport de gaz et cédés à Énergie Est le 31 mars 2016 et le 31 mars 2017, entraînant une réduction de la base tarifaire, au cours de ces mois, équivalant à la valeur comptable nette des installations ainsi qu'à un gain de 500 M\$ réalisé sur la vente. Les coûts associés aux installations du Projet du réseau principal de l'Est et à la mise hors service des groupes compresseurs électrique augmentera la base tarifaire. De plus, cette dernière sera réduite par la valeur comptable du gaz dans les canalisations de transport.

Rendement : Le rendement est établi en appliquant un taux de rendement prévu à la variation de la base tarifaire. Le taux de rendement est calculé en fonction d'un rendement des capitaux propres ordinaires (RCP) de 10,1 pour cent pour un ratio des capitaux propres ordinaires réputé de 40 pour cent, le solde étant constitué de dette autorisée émise et non émise. Une nouvelle émission de titres d'emprunt de 675 M\$, à un taux d'intérêt de 6,5 %, a été prévue en juillet 2018.

Amortissement : La charge d'amortissement reflète la variation différentielle associée aux usines de gaz en service et les taux d'amortissement respectifs de chaque tronçon. Les taux d'amortissement utilisés sont conformes à la décision RH-3-2011, tel qu'indiqué ci-dessous :

- Actifs du pipeline des Prairies – 1,83 %
- Actifs du pipeline LNO – 4,24 %
- Actifs du pipeline du triangle de l'Est – 1,71 %
- Actifs des groupes compresseurs du triangle de l'Est – 3,47 %

En ce qui concerne le tronçon LNO, l'amortissement cessera lorsque la valeur comptable nette atteindra zéro en 2021.

Impôt sur le revenu : Les charges d'impôt changent en fonction de la variation du rendement sur les capitaux, de la dépréciation, de la DPA et du gain réalisé sur la vente des actifs. Les comptes FNACC, utilisés dans le calcul de la DPA, sont réduits en fonction du produit de la vente des installations cédées et augmentés en fonction du coût des installations du Projet du réseau principal de l'Est. À mesure que le gain est amorti et inclus dans les besoins en revenus, l'impôt sur le revenu est réduit

proportionnellement. Un taux d'imposition sur le revenu de 25,937 pour cent est prévu pour la période.

Exploitation, entretien et administration : Les réductions des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration sont attribuables aux synergies d'exploitation sur le terrain obtenues grâce la disposition des actifs d'Énergie Est le long de l'emprise de la canalisation principale (ou adjacente à celle-ci) ainsi qu'aux gains d'efficience réalisés en raison de l'assignation actuelle des services de soutien du siège social à la canalisation principale et à d'autres unités d'exploitation de TransCanada.

Remise en état des compresseurs : Les neuf nouveaux groupes compresseurs qui seront installés ne devraient pas occasionner de coûts de remise en état pendant environ 13 ans après leur installation. Lorsque ces coûts sont engagés, ils sont inclus dans la base tarifaire et amortis à un taux de 7,87 %. L'incidence de ces coûts sur les besoins en revenus avant 2030 est négligeable et n'a donc pas été prise en compte dans la présente analyse.

Taxe foncière : Il est prévu que le retrait d'environ 3 000 kilomètres de pipeline du service de transport de gaz et l'ajout des ~~254254~~ kilomètres de gazoduc du Projet du réseau principal de l'Est entraînent une réduction des taxes foncières. L'estimation a été calculée en fonction des modifications apportées au nombre de kilomètres de conduite dans chaque province. Les taxes foncières devraient augmenter de 3 % annuellement.

Intégrité du pipeline : Le retrait de 3 000 km de pipeline du service de transport de gaz et les travaux supplémentaires relatifs à l'intégrité sur la ligne LNO et la ligne de Montréal auront des répercussions sur les coûts futurs d'intégrité du pipeline.

Taxe sur les carburants : La taxe sur les carburants est appliquée au gaz combustible consommé en Saskatchewan et au Manitoba. Le retrait des actifs pipeliniers du service de transport de gaz dans ces deux provinces entraînera une hausse de la consommation de gaz combustible et une hausse proportionnelle de la taxe sur les carburants. L'augmentation totale de la taxe sur les carburants pour la période de 2016 à 2030 devrait être minimale, selon les prévisions (environ 200 000 \$).

Coûts en électricité : La mise hors service de ~~{13}~~ groupes compresseurs électriques réduira les coûts annuels en électricité.

Dépenses d'entretien évitées : Il s'agit des dépenses d'entretien normalement prévues pour les 13 groupes compresseurs électriques qui seront évitées lorsque ceux-ci seront mis hors service. Les dépenses d'entretien évitées réduiront le rendement, l'amortissement et l'impôt sur le revenu, calculés en fonction des mêmes paramètres qui sont cités précédemment.

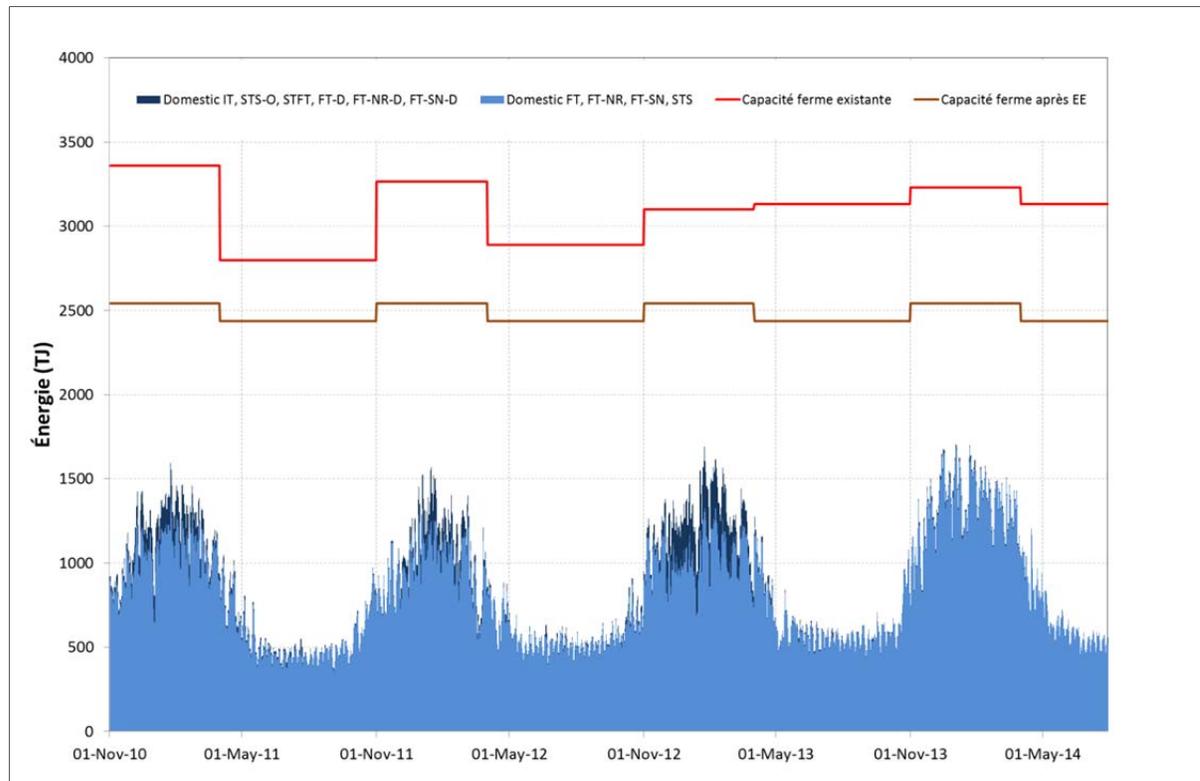


Figure 4-12 : Livraisons intérieures par rapport à la capacité vers la zone touchée

Une autre approche pour évaluer le caractère adéquat de la capacité théorique après la cession pour la zone touchée qui tient compte de la demande d'exportation consiste à comparer la somme de la demande de pointe historique, notée ci-dessus, aux niveaux prévus des contrats d'exportation garantis au moment de la cession du RNB (veuillez-vous reporter au tableau 4-2). Le tableau 4-5 présente cette évaluation. La capacité théorique proposée de 2 546 TJ/j dépasse la somme de la demande ferme de pointe historique et le niveau contractuel d'exportation garanti de **133169** TJ/j, soit 5,2 % de la capacité disponible. Ce calcul démontre que lorsqu'elle est comparée aux instances historiques de demande de pointe, la capacité théorique après la cession des actifs peut accommoder la croissance du marché dans la zone touchée.

Tableau 4-5 : Comparaison des besoins à l'égard de la capacité et de la demande – Zone touchée

Demande ferme	Quantité (TJ/j)
Demande intérieure déclarée de pointe en 2013/14 – Contrats garantis	1 667
Contrats d'exportation garantis en date de la cession d'actifs (31 mars 2017)	710
Demande totale	2 377

**Tableau 4-5 : Comparaison des besoins à l'égard de la capacité et de la demande –
Zone touchée (cont'd)**

Demande ferme	Quantité (TJ/j)
Capacité ferme après la cession d'actifs et la mise en service du Projet du réseau principal de l'Est	2 546
Capacité restante	169

4.3.7 Solution sous forme d'installations proposées

Comme l'indique le texte qui précède, le triangle de l'Est et la canalisation principale de TransCanada dans leur ensemble sont touchés par les nouvelles tendances en matière d'approvisionnement à l'extrémité est du système pipelinier traditionnellement desservi par le BSOC. La tendance des acheteurs de gaz de rechercher des contrats d'approvisionnement qui sont géographiquement rapprochés des marchés d'utilisateurs finaux, et donc de réduire leurs engagements contractuels auprès de gazoducs de longue distance comme la canalisation principale, se manifeste déjà.

TransCanada propose le Projet du réseau principal de l'Est comme moyen de s'adapter aux nouvelles dynamiques du marché. Pour le triangle de l'Est, la croissance de l'approvisionnement de Marcellus et d'Utica entraînera une augmentation des réceptions de Dawn, une augmentation des réceptions du point de réception de Niagara/Chippawa, et à court terme, une hausse des réceptions à Iroquois. Ces tendances suggèrent qu'une solution sous forme d'installations en vue de fournir la capacité de service garanti supplémentaire de 575 TJ/j devrait être employée le long de la ligne de Montréal. On trouvera ci-après des renseignements complémentaires sur cette solution.

4.3.8 Projet du réseau principal de l'Est

La demande pour le Projet du réseau principal de l'Est sera déposée séparément et simultanément à la présente demande.

Le Projet du réseau principal de l'Est nécessite la construction d'environ 245 km de canalisation de 914 mm (DN 36), suivant généralement la ligne existante de Montréal, débutant à la VCP 132 près de Markham en Ontario, pour se terminer à la VCP 145A près de la communauté d'Iroquois, dans le canton de South Dundas. De plus, TransCanada propose d'ajouter neuf groupes compresseurs supplémentaires de 11 MW aux stations de compression existantes 134, 136, 139, 142 et 144.

Lorsque les nouveaux groupes compresseurs seront mis en service, TransCanada désactivera les groupes existants compresseurs centrifuges/alternatifs à l'électricité installés dans les années 1960 et 1970. La mise hors service de ces unités permettra

En se basant sur les prévisions des prix du gaz à des lieux d'approvisionnement clés, l'incidence à l'égard du combustible pour l'ensemble du réseau devrait se traduire par une VAN de 121 M\$ ([voir tableau 4-15](#)) pour la période 2016 à 2030.

Pour la ligne des Prairies, tous les pipelines devraient pouvoir être exploités à une PEM.

Pour la ligne du nord de l'Ontario, tous les pipelines sont en service à une PEM à l'exception de la ligne 100-2, qui ne fonctionne pas à plein rendement en raison d'une reclassification de l'intégrité actuelle du pipeline entreprise avant la cession d'actifs. Les travaux sur l'intégrité du pipeline sur la ligne 100-2 seront menés afin de s'assurer que tous les besoins en service garanti seront respectés à la suite de la cession d'actifs.

Pour le triangle de l'Est, toutes les installations de pipelines sont en service à une PEM avant la cession d'actifs. À la suite de cette cession projetée, la ligne 1200-1 sera en service à une PEM et le Projet du réseau principal de l'Est sera en service.

Tableau 4-14 : Prévisions relatives au combustible supplémentaire pour 2016 à 2030

Année	Ligne des Prairies	Ligne du nord de l'Ontario	Triangle de l'Est
	Combustible supplémentaire généré par la conversion de la ligne 100-4 (TJ/j)	Combustible supplémentaire généré par la conversion des lignes 100-4/100-3 (partiellement) (TJ/j)	Combustible supplémentaire généré par la conversion de la ligne 1200-2 (TJ/j)
2016	0,3	10,1	5,8
2017	0,1	4,7	3,3
2018	0,1	4,6	3,4
2019	0,1	4,6	3,6
2020	0,1	4,3	3,6
2021	0,1	4,2	3,6
2022	0,1	4,0	3,6
2023	0,1	3,5	3,7
2024	0,1	3,1	3,7
2025	0,1	2,5	3,7
2026	0,1	2,4	3,7
2027	0,1	2,4	3,7
2028	0,1	2,3	3,7
2029	0,1	2,3	3,7
2030	0,1	2,0	3,7

4.5 INCIDENCE SUR LE SERVICE

TransCanada construit des installations qui permettent de répondre aux besoins en service garanti, et la cession d'actifs et l'ajout du Projet du réseau principal de l'Est n'auront pas de répercussions sur le service garanti. Tous les marchés garantis et les points de livraison actuellement desservis par la canalisation principale continueront d'être desservis à la suite de la cession d'actifs. Le réseau est conçu pour répondre aux besoins en service garanti avec un haut degré de fiabilité, au moyen, notamment, de la protection contre la perte d'unités critiques, partie intégrante de l'approche de conception de TransCanada présentée à la section [4.2.14.2](#).

À la suite de la construction du Projet du réseau principal de l'Est et de la cession d'actifs subséquente, la capacité de la canalisation principale devrait correspondre de plus près à ses obligations contractuelles garanties. Une partie de la capacité pourra toujours être mise en marché en tant que service facultatif à court terme en raison d'une capacité disponible en raison de conditions ambiantes, d'une capacité conçue pour la perte d'unités critiques ou d'une capacité résultant d'obligations de service garanti non utilisée globale.

4.6 INCIDENCE SUR LE PRIX DU MARCHÉ

TransCanada ne prévoit pas que la cession d'actifs et l'ajout du Projet du réseau principal de l'Est aient une incidence particulière sur les prix du marché gazier pour les marchés de l'est du Canada desservis par la canalisation principale. Les expéditeurs achètent le gaz aux prix du marché, à leur point d'approvisionnement ou selon les modalités des contrats négociés avec d'autres parties, avant d'organiser son transport. TransCanada répondra à tous ses besoins en service garanti en matière de transport, et le prix du gaz naturel acheminé à un marché donné continuera d'être fixé par les facteurs de l'offre et de la demande à ce moment-là. TransCanada ne prévoit pas que le volume de gaz transporté par la canalisation principale soit différent de ce qu'il aurait été par ailleurs en raison des changements proposés, à savoir la cession d'actifs et la construction du Projet du réseau principal de l'Est.

4.7 AVANTAGES ÉCONOMIQUES POUR LES UTILISATEURS DE LA CANALISATION PRINCIPALE

En plus d'importants avantages d'intérêt public, la cession d'actif entraînera des avantages économiques pour les expéditeurs de la canalisation principale. TransCanada a évalué, sur une période de 15 ans (2016-2030), l'incidence sur les besoins en revenus, les coûts de cessation d'exploitation du pipeline et les coûts en combustible. Le calcul se fonde sur les répercussions de la cession d'actifs et de l'ajout du Projet du réseau principal de l'Est, telles que présentées dans la

Tableau 5-4 : Demande annuelle moyenne dans le nord-est des États-Unis (cont'd)

	Résidentiel		Commercial		Industriel		Production d'électricité		Total	
	10 ⁶ m ³ /j	Gpi ³ /j	10 ⁶ m ³ /j	Gpi ³ /j	10 ⁶ m ³ /j	Gpi ³ /j	10 ⁶ m ³ /j	Gpi ³ /j	10 ⁶ m ³ /j	Gpi ³ /j
2003	87,1	3,08	60,6	2,14	34,3	1,21	60,2	2,12	242,1	8,55
2004	82,1	2,90	61,4	2,17	34,6	1,22	64,1	2,26	242,2	8,55
2005	83,6	2,95	55,4	1,96	33,4	1,18	67,1	2,37	239,5	8,46
2006	72,2	2,55	51,0	1,80	33,3	1,18	76,8	2,71	233,3	8,24
2007	81,3	2,87	56,7	2,00	34,0	1,20	84,7	2,99	256,6	9,06
2008	81,2	2,86	57,8	2,04	33,4	1,18	82,3	2,90	254,6	8,99
2009	82,7	2,92	58,2	2,05	31,0	1,09	84,9	3,00	256,7	9,06
2010	79,9	2,82	58,6	2,07	34,0	1,20	99,2	3,50	271,7	9,59
2011	79,9	2,82	60,8	2,15	34,4	1,22	107,0	3,78	282,1	9,96
2012	71,9	2,54	55,7	1,97	34,7	1,22	120,2	4,24	282,5	9,97
2013	84,9	3,00	61,9	2,19	36,8	1,30	107,8	3,81	291,4	10,29
2014	81,7	2,88	63,3	2,23	34,1	1,20	110,6	3,90	289,6	10,22
2015	82,4	2,91	63,5	2,24	35,1	1,24	111,0	3,92	291,9	10,30
2016	83,1	2,93	65,0	2,30	35,6	1,26	114,0	4,02	297,7	10,51
2017	83,1	2,93	65,9	2,33	36,8	1,30	113,5	4,01	299,2	10,56
2018	83,4	2,94	66,3	2,34	37,1	1,31	113,0	3,99	299,8	10,58
2019	83,8	2,96	68,6	2,42	37,4	1,32	113,3	4,00	303,0	10,70
2020	84,4	2,98	69,6	2,46	37,6	1,33	117,9	4,16	309,6	10,93
2021	84,3	2,98	70,5	2,49	37,8	1,33	126,2	4,46	318,8	11,25
2022	84,5	2,98	73,3	2,59	38,1	1,35	128,8	4,55	324,8	11,46
2023	84,7	2,99	75,4	2,66	38,3	1,35	131,0	4,62	329,3	11,63
2024	85,3	3,01	76,4	2,70	38,8	1,37	132,9	4,69	333,4	11,77
2025	85,2	3,01	76,7	2,71	38,8	1,37	133,9	4,73	334,6	11,81
2026	85,4	3,01	77,1	2,72	38,8	1,37	135,4	4,78	336,6	11,88
2027	85,6	3,02	77,7	2,74	38,9	1,37	138,7	4,90	340,9	12,03
2028	86,1	3,04	78,4	2,77	38,7	1,37	141,1	4,98	344,3	12,15
2029	85,9	3,03	79,1	2,79	39,2	1,38	143,0	5,05	347,2	12,26
2030	86,2	3,04	79,7	2,81	39,2	1,38	146,1	5,16	351,1	12,40

5.4 DÉBIT DANS LA ZONE TOUCHÉE

Le tableau 5-5 présente le débit dans la zone touchée. Il indique comment le gaz naturel est transporté dans cette zone, le volume de gaz consommé dans cette région et le volume de gaz qui quitte cette zone par l'intermédiaire des divers points d'exportation. La colonne intitulée « Débit de la canalisation de TC vers la zone affectée » indique le volume provenant de l'ouest. Plus précisément, il s'agit du volume combiné du raccourci de North Bay et de la canalisation de Montréal s'écoulant vers la zone touchée et destiné aux marchés de la ZLE et du nord-est des

États-Unis. Ce débit sera transporté au moyen de la capacité pipelinère restante du raccourci de North Bay après la cession des actifs et de la capacité de la ligne de Montréal, incluant la capacité ajoutée dans le cadre du PRPE.

L'approvisionnement du Québec, qui est actuellement relativement restreint, devrait augmenter au fil du développement de la zone de gaz de schiste Utica dans cette région. Des renseignements supplémentaires sur cet approvisionnement sont fournis à la section [5.2-25.3.2](#). Les quatre dernières colonnes du tableau 5-5 présentent les volumes au point d'exportation Iroquois (Waddington) et aux autres points d'exportation (Cornwall, Napierville, Philipsburg et East Hereford), qui desservent, en partie, les marchés du nord-est des États-Unis américains indiqués dans le tableau 5-4.

5.4.1 Débits aux points d'exportation

On prévoit que les exportations au point d'exportation d'Iroquois diminueront et seront éventuellement remplacées par des importations vers le Canada (tableau 5-5). Les valeurs négatives figurant dans le tableau 5-5 représentent des importations.

La principale raison de ce déclin et l'inversion du débit à Iroquois est la croissance de l'approvisionnement provenant des zones de gaz de schiste Marcellus et Utica, dans le nord-est des États-Unis (comme il est plus amplement décrit à la section 4.3.3). Cette croissance de l'approvisionnement, conjuguée à la nouvelle infrastructure pipelinère prévue dans le nord-est des États-Unis, devrait entraîner une réduction de la quantité de gaz naturel fournie aux marchés de cette région par l'intermédiaire du point d'exportation d'Iroquois de TransCanada. En outre, ces changements devraient se traduire par une inversion du débit à Iroquois, où les exportations de gaz naturel seront remplacées par des importations de gaz naturel vers le Canada.

Les deux dernières colonnes du tableau 5-5 présentent les volumes aux autres points d'exportation. Comme l'indique le tableau, TransCanada a traditionnellement exporté des volumes vers ces points, et elle prévoit que les livraisons effectuées par l'intermédiaire de ces points continueront d'approvisionner des marchés existants dans le nord-est des États-Unis.

Table 5-5 : Débits annuels moyens dans la zone touchée

	Débit de la canalisation de TC vers la zone affectée		Approvisionnement du Québec ¹		Demande de la ZLE ²		Exportations de TC à Iroquois (Waddington)		Autres points d'exportation ³	
	10 ⁶ m ³ /j	Gpi ³ /j	10 ⁶ m ³ /j	Gpi ³ /j	10 ⁶ m ³ /j	Gpi ³ /j	10 ⁶ m ³ /j	Gpi ³ /j	10 ⁶ m ³ /j	Gpi ³ /j
2000	57,9	2,04	-0,1	0,00	27,4	0,97	23,7	0,84	5,8	0,20
2001	54,1	1,91	-0,1	0,00	25,1	0,88	22,6	0,80	5,6	0,20
2002	58,0	2,05	-0,1	0,00	26,8	0,95	24,5	0,86	6,8	0,24
2003	57,1	2,02	-0,1	0,00	25,7	0,91	24,2	0,85	6,4	0,23
2004	56,5	2,00	0,0	0,00	24,7	0,87	24,8	0,88	6,5	0,23

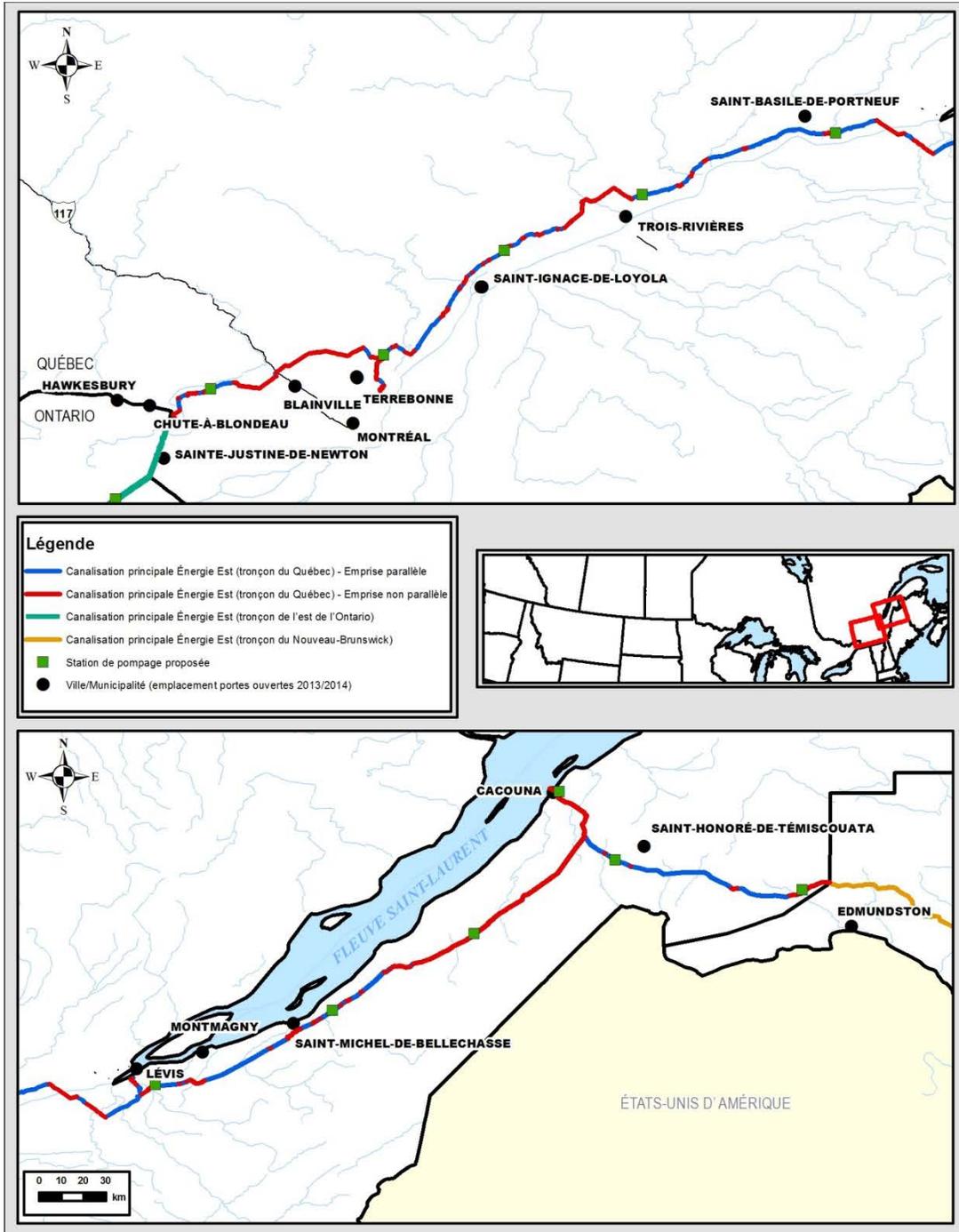


Figure 3-3 : Emprises parallèles et non parallèles le long du tronçon du Québec

Tableau 3-20 : Emplacements et longueurs préliminaires des sections d'oléoduc – Tronçon du Québec

Section	Début ¹		Fin ¹		Longueur approx. ² (km)
	Latitude	Longitude	Latitude	Longitude	
Saint André Est	45° 29' 4644 "N	74° 24' 09" O	45° 38' 2221 " N	74° 16' 40" O	23,7-21,1
Lachute	45° 38' 2221 " N	74° 16' 40" O	45° 46' 36" N	73° 32' 05" O	73,6-74,5
Mascouche	45° 46' 36" N	73° 32' 05" O	46° 14' 10" N	73° 00' 45" O	75,0-75,4
Maskinongé	46° 14' 10" N	73° 00' 45" O	46° 26' 02" N	72° 29' 15" O	58,9-59,0
Saint-Maurice	46° 26' 02" N	72° 29' 15" O	46° 41' 38" N	71° 41' 00" O	76,6-76,5
Donnacoona	46° 41' 38" N	71° 41' 00" O	46° 41' 54" N	71° 09' 43" O	54,0-54,5
Lévis	46° 41' 54" N	71° 09' 43" O	47° 01' 57" N	70° 23' 44" O	75,4-73,4
Cap-Saint-Ignace	47° 01' 57" N	70° 23' 44" O	47° 20' 53" N	69° 48' 48" O	60,2-60,0
Saint-Gabriel-Lalemant	47° 20' 53" N	69° 48' 48" O	47° 55' 14" N	69° 28' 33" O	81,7
Cacouna	47° 55' 14" N	69° 28' 33" O	47° 38' 27" N	69° 14' 25" O	40,9-40,6
Saint-Honoré-de-Témiscouata	47° 38' 27" N	69° 14' 25" O	47° 31' 59" N	68° 28' 18" O	65,8-65,7
Dégelis	47° 31' 59" N	68° 28' 18" O	47° 33' 4518 " N	68° 22' 59" O	7,5
Longueur totale					693,2689,9
Remarques :					
1. Les emplacements indiqués dans ce tableau sont préliminaires. Les emplacements définitifs dépendront de plusieurs facteurs : évaluations techniques et environnementales des sites, évaluations géotechniques, participation des Autochtones, des propriétaires fonciers et des parties prenantes, acquisition de terres et consultation des organismes de réglementation.					
2. Les chiffres indiqués dans cette colonne sont arrondis. Les chiffres indiqués dans cette colonne diffèrent quelque peu des autres tableaux dus à l'arrondissement.					

3.3.1 Autres tracés considérés

Énergie Est a appliqué les critères de sélection du tracé de l'oléoduc décrits à la section 2.2 pour sélectionner le tronçon du Québec.

Deux tracés majeurs ont été envisagés à partir de la frontière entre le Québec et l'Ontario jusqu'au fleuve Saint-Laurent. La proposition initiale consistait à suivre le tracé des gazoducs existants de TransCanada et de Trans Québec & Maritimes Pipeline Inc.

Cependant, en raison de la proximité des agglomérations, cette proposition a été écartée. Un autre tracé a été ensuite sélectionné, qui évitait les zones plus développées près de Montréal.

Au sud du fleuve Saint-Laurent, le terminal maritime initialement proposé à Lévis-Est a été déplacé à Cacouna, ville située près de Rivière-du-Loup, en raison des préoccupations formulées par le public. Deux autres tracés de l'oléoduc ont été envisagés. Le premier suivait un projet de TransCanada qui traversait essentiellement

3.3.6 Aires protégées désignées

Le tronçon du Québec traverse deux réserves naturelles, un habitat de rat musqué désigné par la province, deux aires de regroupement de la sauvagine désignées par la province, et plusieurs aires d'hivernage du cerf de Virginie désignées par la province. Les travaux de construction dans ces zones nécessiteront l'approbation du Ministère des Forêts, de la Faune et des Parcs (MFFP) du Québec en vertu de la *Loi sur la conservation du patrimoine naturel* (chapitre C-61.01) pour les activités au sein d'une réserve naturelle, et en vertu de la *Loi sur la conservation et la mise en valeur de la faune* (chapitre C-61.1) pour les activités au sein des habitats fauniques identifiés.

L'étendue du Projet dans ces zones sera réduite autant que possible en suivant des perturbations existantes. Des mesures d'atténuation seront implantées pour réduire les répercussions environnementales possibles de la construction et de l'exploitation du Projet sur la faune et les habitats fauniques, ce qui pourrait comprendre le fait d'éviter des périodes sensibles lorsque possible. Les techniques de remise en état appropriées seront appliquées à la restauration des habitats sensibles. Si des espèces fauniques ou des plantes listées ou sensibles sont identifiées pendant la construction, un plan d'urgence pour la découverte d'espèces préoccupantes sera mis en place. Une description des présentes méthodes et d'autres mesures d'atténuation est présentée dans le plan de protection environnementale (PPE) (voir l'EEE, Volume 8).

Une explication détaillée des mesures d'atténuation sera fournie dans l'EEE pour les zones identifiées dans le tableau 3-30. L'EEE sera comprise dans les documents supplémentaires qui devraient être déposés au cours du quatrième trimestre de 2014.

3.4 TRONÇON DU NOUVEAU-BRUNSWICK

Le tronçon du Nouveau-Brunswick suit en parallèle des servitudes existantes sur environ 24 % du tracé. La figure 3-6 illustre l'emplacement du tracé parallèle et la nouvelle emprise. Le tronçon du Nouveau-Brunswick suit un tracé orienté vers le sud-est en général, depuis la frontière entre le Québec et le Nouveau-Brunswick au nord de Grand Falls, jusqu'à Fredericton. À partir de là, le tracé se dirige vers le sud jusqu'à Saint John et se termine au terminal de réservoirs de Saint John et au terminal maritime Canaport d'Énergie Est. Le tronçon du Nouveau-Brunswick comporte six sections, comme il est indiqué au tableau 3-31. Voir également le Volume 12E pour consulter des cartes du tronçon du Nouveau-Brunswick à l'échelle 1:200 000 et au Volume 12L pour consulter des cartes précises du tracé à l'échelle 1:50 000.

Tableau 3-31 : Tronçon du Nouveau-Brunswick – Emplacement et longueur des sections

Section	Début ¹		Fin ¹		Longueur approximative (km) ²
	Latitude	Longitude	Latitude	Longitude	
Edmundston ¹	47° 33' 45 <u>18</u> " N	68° 22' 59" O	47° 17' 18" N	67° 48' 37" O	62,7 <u>62,1</u>
Grand Falls	47° 17' 18" N	67° 48' 37" O	46° 46' 18" N	67° 23' 06" O	71,5 <u>73,2</u>
Plaster Rock	46° 46' 18" N	67° 23' 06" O	46° 26' 45" N	66° 53' 24" O	58,8 <u>60,8</u>
Napadogan	46° 26' 45" N	66° 53' 24" O	46° 07' 07" N	65° 52' 59" O	92,0 <u>90,3</u>
Cumberland Bay	46° 07' 07" N	65° 52' 59" O	45° 36' 38" N	65° 47' 04" O	61,0 <u>63,1</u>
Hampton	45° 36' 38" N	65° 47' 04" O	45° 13' 32" N	65° 59' 45" O	61,0 <u>61,4</u>
Longueur totale					407,4<u>410,9</u>
Remarques :					
1. Les emplacements indiqués dans ce tableau sont préliminaires. Les emplacements définitifs dépendront de plusieurs facteurs : évaluations techniques et environnementales des sites, évaluations géotechniques, participation des Autochtones, des propriétaires fonciers et des parties prenantes, acquisition de terres et consultation des organismes de réglementation.					
2. Les chiffres indiqués dans cette colonne sont arrondis. Les chiffres dans cette colonne diffèrent quelque peu des autres tableaux dus à l'arrondissement.					

3.4.1 Autres tracés considérés

Deux corridors principaux ont été étudiés pour le Nouveau-Brunswick. Le premier suit en parallèle une importante ligne de transport électrique et des infrastructures existantes additionnelles jusqu'à l'ouest de la ville de Saint John. Il suit ensuite un oléoduc existant qui traverse la ville de Saint John, et se termine à l'installation existante Canoport d'Irving Oil.

Le premier corridor a été rejeté en raison de possibles répercussions sur la ville de Saint John et d'importants franchissements de cours d'eau. Bien que le deuxième corridor soit plus long, il suit des infrastructures existantes, notamment des lignes électriques et des routes, et il a été choisi parce qu'il permet d'éviter de construire un important ouvrage de franchissement de cours d'eau, et évite la ville d'Edmundston et plusieurs collectivités le long du tracé, et il aurait un impact minimal sur la ville de Saint John. La figure 3-7 présente une carte comparative du tracé.

3.7 CANALISATION LATÉRALE DE LÉVIS

Un pipeline de 10 km, appelé canalisation latérale de Lévis, sera construit au nord du tronçon du Québec jusqu'à une raffinerie existante à l'est de la ville de Lévis. Le tracé suit en majorité un corridor de services publics existant.

L'emplacement des emprises parallèles et non parallèles est illustré à la figure 3-10. Les coordonnées et la longueur de la canalisation latérale de Lévis sont indiquées dans le tableau 3-56. Veuillez également vous reporter au Volume 12E pour consulter des cartes à l'échelle 1:200 000 et au Volume 12L pour consulter des cartes détaillées du tracé à l'échelle 1:50 000.

Tableau 3-56 : Emplacement et longueur préliminaires de la canalisation latérale de Lévis

Section	Début ¹		Fin ¹		Longueur approximative ² (km)
	Latitude	Longitude	Latitude	Longitude	
Canalisation latérale de Lévis	46° 41' 5254 " N	71° 09' 5443 " O	46° 45' 56" N	71° 11' 5449 " O	10,1
Remarques :					
1. Les emplacements indiqués dans ce tableau sont préliminaires. Les emplacements définitifs dépendront de plusieurs facteurs : évaluations techniques et environnementales des sites, évaluations géotechniques, participation des Autochtones, des propriétaires fonciers et des parties prenantes, acquisition de terres et consultation des organismes de réglementation.					
2. Cette donnée est arrondie.					

3.7.1 Autres tracés considérés

Le tracé pour la canalisation latérale de Lévis tient compte des commentaires formulés par les principales parties prenantes et suit le corridor existant de services publics dans la mesure du possible. Deux tracés alternatifs ont été évalués, et c'est le second tracé qui a été retenu.

Le premier tracé présentait de nombreux problèmes de construction et n'était pas appuyé par les principales parties prenantes. Le second tracé suit un corridor existant de services publics. Il a été défini après consultation avec les principales parties prenantes. La majeure partie des terrains traversés sont agricoles, jusqu'à ce que le tracé traverse la rivière Etchemin et l'autoroute 20, en un point adjacent à la raffinerie. Ce tracé se continue vers l'ouest et se termine à la station de comptage au point de livraison de Lévis.

3.7.2 Conception

3.7.2.1 Classes d'emplacement

Les longueurs préliminaires de canalisation pour chaque classe d'emplacement sont indiquées dans le tableau 3-57.

La majeure partie du tracé de la canalisation latérale de Lévis est de classe 1. La seule exception est un emplacement de classe 2 due à la proximité d'entreprises.

Un résumé des emplacements de classe supérieure attribuables à la densité de population figure au tableau 3-58.

Tableau 3-57 : Classes d'emplacement et longueurs préliminaires de l'oléoduc – Canalisation latérale de Lévis

Classe d'emplacement	Longueur de l'oléoduc ¹ (km)
Classe d'emplacement 1	7,0
Classe d'emplacement 2	3,1
Classe d'emplacement 3	0,0
Classe d'emplacement 4	0,0
Total	10,1
Remarque : 1. Les chiffres indiqués dans cette colonne sont arrondis.	

Tableau 3-58 : Modifications préliminaires de classe d'emplacement liées à la densité de population – Canalisation latérale de Lévis

Classe d'emplacement	Changement de classe de début		Changement de classe de fin		Longueur (m)	Raison du changement de classe	Annexe n°
	Latitude	Longitude	Latitude	Longitude			
2	46° 44' 52" N	71° 11' 31" O	46° 45' 56" N	71° 11' 51" O	305	Proximité de 20 personnes ou plus pendant l'utilisation normale.	Vol 4-81

3.7.2.2 Paramètres de conception de la canalisation

Les paramètres de conception préliminaire sont indiqués dans le tableau 3-59.

Tableau 3-59 : Paramètres de conception préliminaire – Canalisation latérale de Lévis

Élément	Canalisation
Diamètre extérieur	1 067 mm
Pression maximale d'exploitation	8 450 kPa
Résistance à l'effet d'entaille selon la CSA	Catégorie II
Facteur de conception	0,8

L'épaisseur de la paroi et les longueurs préliminaires des canalisations sont indiquées dans le tableau 3-60.

Tableau 3-63 : Zones de glissements de terrain potentiels – Canalisation latérale de Lévis

Nom du cours d'eau	Classe de risque	Début		Fin	
		Latitude	Longitude	Latitude	Longitude
Rivière Boyer	Modérée	46° 44' 58" N	70° 57' 14" O	46° 44' 47" N	70° 56' 59" O
Rivière des Perdrix	Modérée	46° 59' 23" N	70° 28' 09" O	46° 59' 32" N	70° 27' 50" O
Rivière Verte	Modérée	47° 51' 41" N	69° 24' 37" O	47° 51' 44" N	69° 24' 42" O

Tableau 3-64 : Zones de risque potentiel d'érosion (hydrotechnique) du cours d'eau – Canalisation latérale de Lévis

Nom du cours d'eau	Latitude	Longitude
Rivière Etchemin	46° 44' 39" N	71° 11' 28" O

3.7.7 Aires protégées désignées

La canalisation latérale de Lévis ne traverse aucune aire protégée désignée.

3.8 RACCORDEMENT DE CACOUNA

Le raccordement de Cacouna consiste en une canalisation d'un diamètre extérieur de 1 067 mm (DN 42), qui reliera le terminal de réservoirs de Cacouna au terminal maritime d'Énergie Est à Cacouna. Ce raccordement suivra en parallèle des installations existantes, autant que possible.

Les coordonnées et la longueur du raccordement de Cacouna sont indiquées dans le tableau 3-65. Veuillez également vous reporter au Volume 12E pour consulter des cartes à l'échelle 1:200 000 et au Volume 12L pour consulter des cartes détaillées du tracé à l'échelle 1:50 000.

Tableau 3-65 : Emplacement et longueur de l'oléoduc – Raccordement de Cacouna

Section	Début ¹		Fin ¹		Longueur approximative ² (km)
	Latitude	Longitude	Latitude	Longitude	
Raccordement de Cacouna	47° 55' 14" N	69° 28' 39 <u>33</u> " N	47° 56' 06 <u>11</u> " N	69° 30' 32 <u>52</u> " N	3
Remarques :					
1. Les emplacements indiqués dans ce tableau sont préliminaires. Les emplacements définitifs dépendront de plusieurs facteurs : évaluations techniques et environnementales des sites, évaluations géotechniques, participation des Autochtones, des propriétaires fonciers et des parties prenantes, acquisition de terres et consultation des organismes de réglementation.					
2. Les chiffres indiqués dans cette colonne sont arrondis.					

3.8.1.1 Autres tracés considérés

Le tracé du raccordement de Cacouna tient compte des commentaires formulés par les principales parties prenantes et traverse surtout des terrains zonés industriels (voir la Figure 3-11).

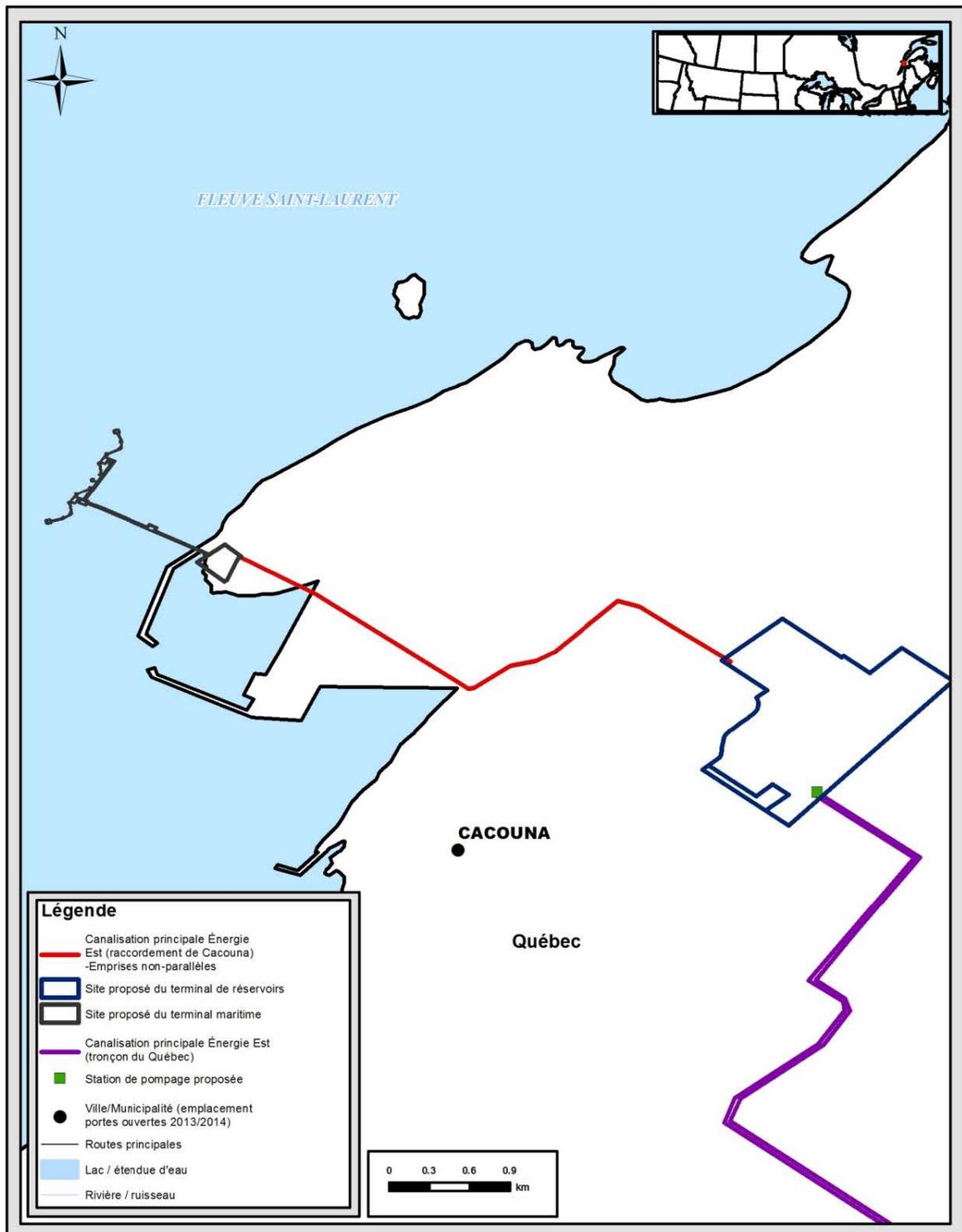


Figure 3-11 : Tracé du raccordement de Cacouna

Tableau 3-69 : Longueurs préliminaires des canalisations par épaisseur de paroi – Raccordement de Cacouna

Demande ¹	Facteur d'emplacement	Nuance du matériau (MPa)	Épaisseur de la paroi (mm)	Longueur estimée ² (km)
Canalisation à paroi d'épaisseur moyenne ³	1,0	483	12,7	2,4
Canalisation à paroi très épaisse	1,0	483	15,9	0,9
Total				3,3
Remarques :				
1. Les estimations sont préliminaires et seront précisées à la phase de conception détaillée. 2. Les chiffres indiqués dans cette colonne sont arrondis. 3. Pour les canalisations à paroi d'épaisseur moyenne, on se fonde sur les exigences de la CSA et le processus de calcul de la pression nominale selon le site de TransCanada, décrit à la section 2.4.3 (Épaisseur des parois de canalisation).				

3.8.2.3 Gares d'insertion et de retrait des racleurs

Énergie Est propose d'installer des gares d'insertion des racleurs au terminal de réservoirs de Cacouna et des gares de retrait au terminal maritime de Cacouna. Les caractéristiques des gares d'insertion et de retrait des racleurs sont présentées à la Section 2.

3.8.3 Emplacement des vannes sur la canalisation principale

Le processus de sélection des emplacements des vannes est décrit à la section 2.11.

Les coordonnées préliminaires des vannes sont indiquées dans le tableau 3-70.

Tableau 3-70 : Emplacement préliminaire des vannes – Raccordement de Cacouna

Nom de la vanne	Coordonnées		Type de vanne	Méthode de commande
	Latitude	Longitude		
CCUMT-BV-7-0	47° 55' 46" N	69° 28' 54" O	Canalisation principale	Locale et à distance
CCUMT-BV-7-1	47° 56' 11" N	69° 30' 52" O	Canalisation principale	Locale et à distance
Remarque :				
1. Les emplacements indiqués dans ce tableau sont préliminaires. Les emplacements définitifs dépendront de plusieurs facteurs : évaluations techniques et environnementales des sites, évaluations géotechniques, participation des Autochtones, des propriétaires fonciers et des parties prenantes, acquisition de terres et consultation des organismes de réglementation.				

3.8.4 Franchissement des cours d'eau

Aucun franchissement de cours d'eau, le long du raccordement de Cacouna, ne nécessite une conception adaptée au site. La canalisation traversera une lagune de Transports Canada, et on utilisera une méthode de franchissement avec tranchée. Cette lagune servait à recevoir les matériaux dragués dans la zone du port.

3.8.5 Évaluation des géorisques

L'information géotechnique au sujet du raccordement de Cacouna figure à la section 3.3.4.1 : Évaluation des géorisques (tronçon du Québec).

3.8.6 Aires protégées désignées

Le raccordement de Cacouna ne traverse pas d'aire protégée désignée.

3.9 RACCORDEMENT DE SAINT JOHN

Le raccordement de Saint John comportera trois oléoducs requis pour relier le terminal de réservoirs de Saint John au terminal maritime Canaport d'Énergie Est et un oléoduc pour relier le terminal Canaport d'Irving Oil (voir le tableau 3-71). Veuillez également vous reporter au Volume 12E pour consulter des cartes à l'échelle 1:200 000 et au Volume 12L pour consulter des cartes détaillées du tracé à l'échelle 1:50 000.

Tableau 3-71 : Emplacement et longueur de l'oléoduc – Raccordement de Saint John

Section	Début ¹		Fin ¹		Longueur approximative ² (km)
	Latitude	Longitude	Latitude	Longitude	
Deux canalisations latérales de raccordement avec le terminal maritime de Saint John	45°13' 10" N	66°00'03" O	45°12' 40 <u>38</u> " N	65° 59' 34 <u>35</u> " O	2 x 2,2 km
Canalisation latérale de récupération des vapeurs du raccordement de Saint John	45°13' 10" N	66°00' 03" O	45°12' 40 <u>38</u> " N	65° 59' 34 <u>35</u> " O	2,2
Canalisation latérale avec le terminal de réservoirs Canaport d'Irving Oil	45°13' 10" N	66°00' 03" O	42°13' 05" N	65° 59' 30" O	1,5
				Longueur totale	8,1
Remarques :					
1. Les emplacements indiqués dans ce tableau sont préliminaires. Les emplacements définitifs dépendront de plusieurs facteurs : évaluations techniques et environnementales des sites, évaluations géotechniques, participation des Autochtones, des propriétaires fonciers et des parties prenantes, acquisition de terres et consultation des organismes de réglementation.					
2. Les chiffres de cette colonne sont arrondis.					

3.9.1 Autres tracés considérés

Le tracé d'origine proposé pour le raccordement de Saint John traversait une petite gorge asséchée, mais on a choisi un tracé un peu plus long afin d'éviter cette gorge. Le raccordement sera installé au-dessus du sol, dans un râtelier de conduites clôturé (voir la figure 3-12).

2.5 RISQUES ET ÉVALUATION DES RISQUES

Les risques auxquels les pipelines de conversion sont susceptibles d'être exposés, et à l'égard desquels les pipelines font l'objet d'une évaluation dans le cadre de l'évaluation technique, incluent ce qui suit :

- corrosion interne
- corrosion externe
- fissuration par corrosion sous contrainte
- vices de fabrication
- défauts des soudures et vices d'installation
- dommages mécaniques causés par des tiers
- conditions climatiques et forces externes (risque géotechnique)

Lorsqu'il est déterminé qu'un risque s'applique à une conduite, il est désigné comme un « risque préoccupant » (« threat of concern ») pour les besoins de l'évaluation.

La défektivité du matériel et l'exploitation incorrecte ne sont pas pertinents à la conversion dans le cadre du Projet et ne sont donc pas examinées en profondeur dans l'évaluation technique.

2.5.1 Évaluation du risque de corrosion

L'évaluation du risque de corrosion tient compte à la fois de la corrosion interne et de la corrosion externe.

2.5.1.1 Corrosion externe

Le risque de corrosion externe est un risque préoccupant pour tous les tronçons de pipeline. Tous les tronçons du pipeline de conversion sont évalués au moyen d'outils d'inspection interne afin de détecter la corrosion externe, comme il est expliqué dans la section 5.5, Conception de la conversion.

2.5.1.2 Corrosion interne

Tant que les conduites devant être converties transportent du gaz, le risque de corrosion interne n'est pas un risque préoccupant en raison du point de rosée peu élevé (caractère sec) du gaz naturel transporté.

Lorsqu'un pipeline est utilisé pour transporter du pétrole en écoulement turbulent², les risques de séparation de l'eau ou de dépôt de sédiments entraînés pouvant contribuer à la corrosion interne sont réduits. Par conséquent, la corrosion interne n'est pas un

² L'écoulement turbulent désigne le mouvement d'un fluide à des vitesses et à des pressions locales variant de manière aléatoire.

risque préoccupant lorsque du pétrole est transporté en écoulement turbulent dans le pipeline.

L'écoulement de pétrole dans un pipeline en amont d'un point d'injection par lots (le terminal de réservoirs de Moosomin est le seul point d'injection prévu) pourrait être intermittent. Dans ces conditions, la corrosion interne pourrait être un risque préoccupant en raison des possibilités d'accumulation de sédiments et de séparation de l'eau. Pour atténuer ce risque, un outil de nettoyage sera utilisé régulièrement pour éliminer l'eau ou les sédiments accumulés dans ces tronçons de pipeline.

Les modifications prévues au pipeline de conversion, comme le retrait des séparateurs de condensat et des croisements (voir la Section 3, Isolement des installations de gaz du pipeline), atténuent le risque de corrosion interne en éliminant des zones qui ne sont pas exposées à l'écoulement turbulent.

2.5.2 Technologies d'évaluation

Pour les pipelines qui transportent du gaz naturel, la corrosion interne et externe est détectée principalement au moyen d'outils d'inspection interne permettant de repérer les pertes de flux magnétique. Les outils d'inspection interne utilisés dans le pipeline de conversion viseront principalement à évaluer le risque de corrosion externe, mais les données seront également examinées afin de détecter et, le cas échéant, d'éliminer la corrosion interne.

2.5.3 Critères d'intervention

Dans le cadre du programme de gestion de l'intégrité du pipeline, Énergie Est a élaboré un ensemble de critères d'intervention afin de déterminer si un vice ou un défaut nécessite des travaux de réparation et, le cas échéant, à quel moment ces travaux doivent être effectués. Ces critères sont généralement exprimés sous forme de probabilités. Des seuils de probabilité sont utilisés pour déterminer si une réparation est requise.

2.5.4 Évaluation du risque de fissuration par corrosion sous contrainte

La fissuration par corrosion sous contrainte est un risque préoccupant uniquement pour les tronçons de pipeline revêtus d'asphalte ou de bandes adhésives. Comme il a été mentionné précédemment, les sections du pipeline de conversion revêtus d'ÉLF ne sont pas vulnérables à la FCSC.

2.5.5 Technologies d'évaluation

Aux fins de la conversion, l'évaluation de la FCSC est effectuée au moyen d'un processus en deux étapes faisant appel à deux technologies d'inspection interne.

Depuis sa construction, cette ligne a été exploitée pour le transport de gaz naturel sec non corrosif d'ouest en est, à environ la même pression que celle qui est envisagée pour le transport du pétrole brut. À l'occasion, la PEM a été volontairement abaissée lors des travaux de réparation ou d'atténuation de défauts. D'ailleurs, plusieurs tronçons fonctionnent actuellement sous pression réduite en attendant que soient corrigées les caractéristiques de corrosion précédemment relevées dans le cadre du processus de conversion. Cette ligne a connu une rupture en cours d'exploitation près de Rapid City en 1995. Cette défectuosité avait été attribuée à un événement de FCSC. Au cours des essais de pression subséquents réalisés dans le cadre du programme de gestion de l'intégrité, deux échecs de l'essai hydrostatique (tronçons MLV 13 et 31, en 2008 et 2005, respectivement) ont été constatés. Pour le transport du gaz, la température opérationnelle a régulièrement atteint 50 °C.

3.2 Lignes 100-3 et 100-4 – Ligne du nord de l'Ontario

La ligne 100-3 a été construite entre le début des années 1980 et le milieu des années 1990, et son revêtement consiste surtout en une couche d'époxyde ELF, sauf pour 8 sections de vanne dont le revêtement consiste en ruban adhésif. Bien que les sections avec revêtement en ruban adhésif aient fait l'objet d'essais hydrostatiques pour déterminer la FCSC et d'inspections internes pour relever la corrosion, les sections à revêtement ELF, à faible risque, n'ont pas fait l'objet d'inspections internes préalables à l'exception des inspections avec compas effectuées lors de la mise en service.

Les sections de la ligne 100-4 qu'on se propose de convertir ont été construites à la même époque. Cependant, toutes les sections ont un revêtement ELF et, à ce titre, n'ont pas fait l'objet d'inspections internes préalables à l'exception des inspections avec compas effectuées lors de la mise en service.

Une défectuosité dans la section MV 58-59 de la ligne 100-3 a été recensée lors d'un essai hydrostatique mené en 2000. Cette défectuosité avait été attribuée à un événement de la FCSC. De plus, en 1991, une fuite dans la section MLV 51 de la ligne 100-3 est survenue en raison de dommages mécaniques.

La figure 2 illustre l'emplacement des lignes 100-3 et 100-4 – Ligne du nord de l'Ontario.

3.2 Lignes 100-3 et 100-4 – Ligne du nord de l'Ontario

La ligne 100-3 a été construite entre le début des années 1980 et le milieu des années 1990, et son revêtement consiste essentiellement en une couche d'époxyde ELF, sauf pour 8 sections de vanne dont le revêtement consiste en ruban adhésif. Bien que les sections avec revêtement en ruban adhésif aient fait l'objet d'essais hydrostatiques pour déterminer la FCST et d'inspections internes pour relever la corrosion, les sections à revêtement ELF, à faible risque, n'ont pas fait l'objet d'inspections internes préalables (à l'exception des inspections avec compas effectuées lors de la mise en service).

Les sections de la ligne 100-4 qu'on se propose de convertir ont été construites à la même époque. Cependant, toutes les sections ont un revêtement ELF et, à ce titre, n'ont pas fait l'objet d'inspections internes préalables (à l'exception des inspections avec compas effectuées lors de la mise en service).

Il n'y a pas eu d'échec des essais hydrostatiques ou de défectuosité pendant l'exploitation des lignes 100-3 ou 100-4 sur ce tronçon. Cependant, une fuite est survenue en raison de dommages mécaniques sur la section MLV 51-3 en 1991. Une défectuosité dans la section MLV 58-59 de la ligne 100-3 a été recensée lors d'un essai hydrostatique mené en 2000. Cette défectuosité avait été attribuée à un événement de FCST. De plus, en 1991, une fuite dans la section MLV 51 de la ligne 100-3 est survenue en raison de dommages mécaniques.

La figure 2 illustre l'emplacement des lignes 100-3 et 100-4 – Ligne du nord de l'Ontario.



Figure 2 : Lignes 100-3 et 100-4 – Ligne du nord de l'Ontario

3.2.1 Fabricant des conduites

Pour la construction originale, on a surtout utilisé des conduites fabriquées par Ipsco, Stelco et Berg⁴, ainsi que quelques conduites fabriquées par Welland⁵. Quelques sections de vanne ont été construites au milieu des années 1990, les principaux fournisseurs étant Mannesmann⁶, Camrose Pipe⁷ et Welland. Dans tous les cas, les joints des conduites ont été soudés par la méthode SAS.

⁴ Berg – Berg Steel Corporation.

⁵ Welland – Welland Steel Company.

⁶ Mannesman – Salzgitter Mannesman Grossrohr (Allemagne).

⁷ Camrose Pipe – Camrose Pipe Company (maintenant EVRAZ Camrose).

3.0 STATIONS DE POMPAGE – RENSEIGNEMENTS SPÉCIFIQUES RELATIFS AU SITES

La présente section contient des renseignements détaillés concernant la canalisation principale et des canalisations latérales qui seront aménagées dans le cadre du Projet, ainsi que des descriptions spécifiques aux sites de stations de pompage (Hardisty D, Moosomin et Cacouna) et les stations où le PEM augmente à partir du tronçon des Prairies au tronçon de l'ouest d'Ontario et à partir du raccourci du tronçon de North Bay au tronçon dans l'est de l'Ontario (Île-des-Chênes et Iroquois).

Les installations connexes de l'oléoduc sont également décrites dans cette section, y compris la station de vannes de régulation de pression à Burstall, Saskatchewan et les stations de vannes à clapet oscillant à l'intérieur ou adjacentes aux stations de pompage qui seront installées aux points de départ de la canalisation principale pour les canalisations latérales de Montréal et de Lévis (les stations de pompage de Mascouche et de Lévis).

3.1 STATIONS DE POMPAGE DE LA CANALISATION PRINCIPALE

3.1.1 Emplacement

Les emplacements des stations de pompage de la canalisation principale ont été choisis initialement par modélisation hydraulique, comme il est indiqué au Volume 3, Section 4.5, Conception du système. Dans la mesure du possible, les stations de pompage seront situées à proximité de stations de pompage ou de compression existantes de TransCanada. Les emplacements proposés sont situés le plus près possible des points hydrauliques afin d'atteindre la capacité de l'oléoduc.

On trouvera une description du processus et des critères de sélection des emplacements au Volume 1, section 4, Tracé et sélection des sites de l'ÉES.

À chaque station de pompage, une route d'accès d'une largeur de 7 m sera aménagée à partir du chemin public le plus près. L'emplacement approximatif des routes d'accès est illustré sur les cartes aériennes; voir les appendices Vol. 6-1 à 6-71.

Une liste préliminaire des emplacements proposés pour les stations de pompage est présentée dans le tableau 3-1.

Tableau 3-1 : Emplacements préliminaires des stations de pompage de la canalisation principale

Numéro de la station de pompage	Nom de la station de pompage	Latitude centrale ^{1,2}	Longitude centrale ^{1,2}	Province	Nombre de pompes ²	Annexe
Tronçon de l'Alberta						
1	Hardisty D	52°39'49"N	111°16'7"O	AB	6	Vol. 6-1
2	Lakesend	52°20'53"N	110°46'14"O	AB	6	Vol. 6-2
3	Monitor	51°51'26"N	110°34'56"O	AB	6	Vol. 6-3
4	Oyen	51°19'31"N	110°31'24"O	AB	5	Vol. 6-4
5	Cavendish	50°49'3"N	110°26'45"O	AB	6	Vol. 6-5

Tableau 3-1 : Emplacements préliminaires des stations de pompage de la canalisation principale (suite)

Numéro de la station de pompage	Nom de la station de pompage	Latitude centrale ^{1,2}	Longitude centrale ^{1,2}	Province	Nombre de pompes ²	Annexe
Tronçon des Prairies						
6	Liebenthal	50°40'11"N	109°46'11"O	SK	5	Vol. 6-6
7	Cabri	50°37'31"N	108°56'20"O	SK	5	Vol. 6-7
8	Stewart Valley	50°33'14"N	108°11'3"O	SK	5	Vol. 6-8
9	Herbert	50°32'41"N	107°29'30"O	SK	5	Vol. 6-9
10	Chaplin	50°30'5"N	106°41'49"O	SK	4	Vol. 6-10
11	Caron	50°28'55"N	105°51'26"O	SK	5	Vol. 6-11
12	Belle Plaine	50°26'21"N	105°7'29"O	SK	5	Vol. 6-12
13	Regina	50°23'35"N	104°23'55"O	SK	5	Vol. 6-13
14	Kendal	50° 20' 7"N	103°43'35"O	SK	5	Vol. 6-14
15	Grenfell	50°17'10"N	102°59'38"O	SK	5	Vol. 6-15
16	Whitewood	50°14'57"N	102°12'2"O	SK	4	Vol. 6-16
17	Moosomin	50°12'17"N	101°28'48"O	SK	5	Vol. 6-17
18	Crandall	50°8'7"N	100°43'3"O	MB	4	Vol. 6-18
19	Rapid City	50°4'59"N	100°4'13"O	MB	4	Vol. 6-19
20	Wellwood	50°1'5"N	99°21'27"O	MB	5	Vol. 6-20
21	Portage la Prairie	49°54'50"N	98°31'24"O	MB	5	Vol. 6-21
22	Oakville	49° 48' 37"N	97° 44' 5"O	MB	5	Vol. 6-22
23	Île-des-Chênes	49° 43' 12"N	96°59'18"O	MB	5	Vol. 6-23
24	Spruce	49°39'34"N	96°13'55"O	MB	5	Vol. 6-24
25	Falcon Lake	49°40'47"N	95°22'38"O	MB	5	Vol. 6-25
Tronçon de l'ouest de l'Ontario						
26	Kenora	49°47'26"N	94°29'47"O	ON	5	Vol. 6-26
27	Vermilion Bay	49°49'53"N	93°40'25"O	ON	5	Vol. 6-27
28	Dryden	49°47'17"N	92°45'46"O	ON	5	Vol. 6-28
29	Ignace	49°31'2"N	92°3'48"O	ON	5	Vol. 6-29
30	Martin	49°17'37"N	91°18'48"O	ON	5	Vol. 6-30
31	Upsala	49°2'1"N	90° 30' 55"O	ON	5	Vol. 6-31
32	Dog River	48°56'17"N	89°46'43"O	ON	5	Vol. 6-32
33	Eagle Head	49°4'52"N	88°51'20"O	ON	5	Vol. 6-33
34	Nipigon	49° 17' 42"N	88°6'8"O	ON	5	Vol. 6-34
35	Jellicoe	49°40'14"N	87°39'48"O	ON	5	Vol. 6-35

4.2.7 Installations de comptage de transfert de propriété

Pour plus de détails sur les installations de comptage de transfert de propriété, consultez la Section 8 intitulée Installations de comptage de transfert de propriété – Conception générale.

4.2.8 Réglage de la pression et protection contre la surpression

Chaque terminal de réservoirs sera contrôlé au moyen du système de contrôle local, afin de s'assurer qu'il fonctionne dans les limites de pression spécifiées. La pression du pétrole dans le terminal de réservoirs sera constamment surveillée à l'aide d'instruments de mesure de la pression montés sur la tuyauterie. La pression de décharge des pompes de charge du terminal sera contrôlée par le PLC du terminal au moyen d'un dispositif d'entraînement à fréquence variable.

Les conduites en amont du terminal de réservoirs Hardisty D seront détenues en propriété et exploitées par TransCanada et dotées de systèmes de réglage de la pression à l'entrée du terminal de réservoirs Hardisty D. Aux terminaux de réservoirs de Moosomin, Cacouna et Saint John, des soupapes régulatrices de pression seront placées à l'entrée du terminal de réservoirs afin de contrôler la pression dans les conduites d'entrée.

Les exigences de protection contre la surpression due aux sautes de pression hydraulique seront finalisées au moment de la conception détaillée. Des conduites prévues pour les hautes pressions, des soupapes de surpression, et/ou des limiteurs de surpression seront utilisés si nécessaire pour prévenir la surpression. Si les soupapes de surpression sont actionnées, elles dirigeront le flux de pétrole vers un réservoir.

Des soupapes de sûreté seront installées sur la tuyauterie pour empêcher la surchauffe des sections fermées et diriger le pétrole vers le système de purge.

4.2.9 Système de détection des fuites

Un système de détection des fuites sera installé sous le réservoir, au niveau des dalots souterrains, et comprendra un revêtement imperméable et des tubes à fentes. Toutes les fuites seront dirigées vers le périmètre du réservoir et passeront dans les tubes filtres à fentes pour arriver aux puits d'observation.

Les dispositifs de détection des fuites ou les compteurs de transfert de propriété mesureront la quantité de pétrole à l'entrée et à la sortie des terminaux de réservoirs. En outre, un système de jaugeage par radar permettra de surveiller en permanence le niveau de pétrole dans les réservoirs. Ces données seront utilisées par le CCO pour surveiller la présence de fuites. Pour de plus amples renseignements sur la détection des fuites, se référer à la Section 34 du Volume 7 intitulée Exploitation.

4.2.10 Enceinte de confinement secondaire

Les réservoirs de stockage du pétrole seront groupés par berme de six réservoirs maximum. Ces bermes du périmètre des réservoirs et un revêtement imperméable souterrain créeront une enceinte de confinement secondaire en cas de défaillance du

réservoir. Ce confinement secondaire pourra contenir un volume de pétrole équivalent à celui du plus gros réservoir, plus 10 % du volume total des réservoirs restants. Ces bermes de périmètre seront faites de terre. Si l'espace disponible est limité, les bermes seront remplacées par des murs en béton. Une berme intermédiaire moins profonde sera construite entre les réservoirs, afin de recueillir les fuites moins importantes (jusqu'à 10 % du volume de chaque réservoir). Ces bermes intermédiaires seront constituées de matériaux granulaires.

4.2.11 Système d'écoulement du pétrole

Un système d'écoulement du pétrole sera mis en place afin de recueillir les fuites provenant des joints d'étanchéité des pompes et de vidanger l'équipement et la tuyauterie du terminal de réservoirs au moment de l'entretien. Les conduites d'écoulement seront reliées au collecteur de drainage, qui sera acheminé vers un ou plusieurs réservoirs collecteurs.

Ces réservoirs collecteurs seront dotés d'une double paroi en fibre de verre résistante à la corrosion, la paroi intérieure offrant une enceinte de confinement primaire et la paroi extérieure, une enceinte de confinement secondaire. L'espace entre les deux parois sera surveillé afin de détecter toute fuite potentielle. Le réservoir sera doté de deux capteurs de niveau indépendants, surveillés au moyen du système de contrôle. Si le pétrole dans le réservoir collecteur atteint le niveau maximum prédéterminé, une alarme sera déclenchée. Si ce niveau est dépassé, un système d'arrêt d'urgence sera activé, arrêtant tous les systèmes reliés.

Le réservoir collecteur sera équipé d'une pompe permettant de diriger le pétrole accumulé vers le collecteur de soupape.

L'emplacement, le nombre et la taille de ces réservoirs collecteurs seront déterminés lors de la conception détaillée.

4.2.12 Système de détection des lots sur place

Un système de détection des lots sera installé au niveau des conduites d'entrée des terminaux de réservoirs suivants, immédiatement en amont du réservoir de réception :

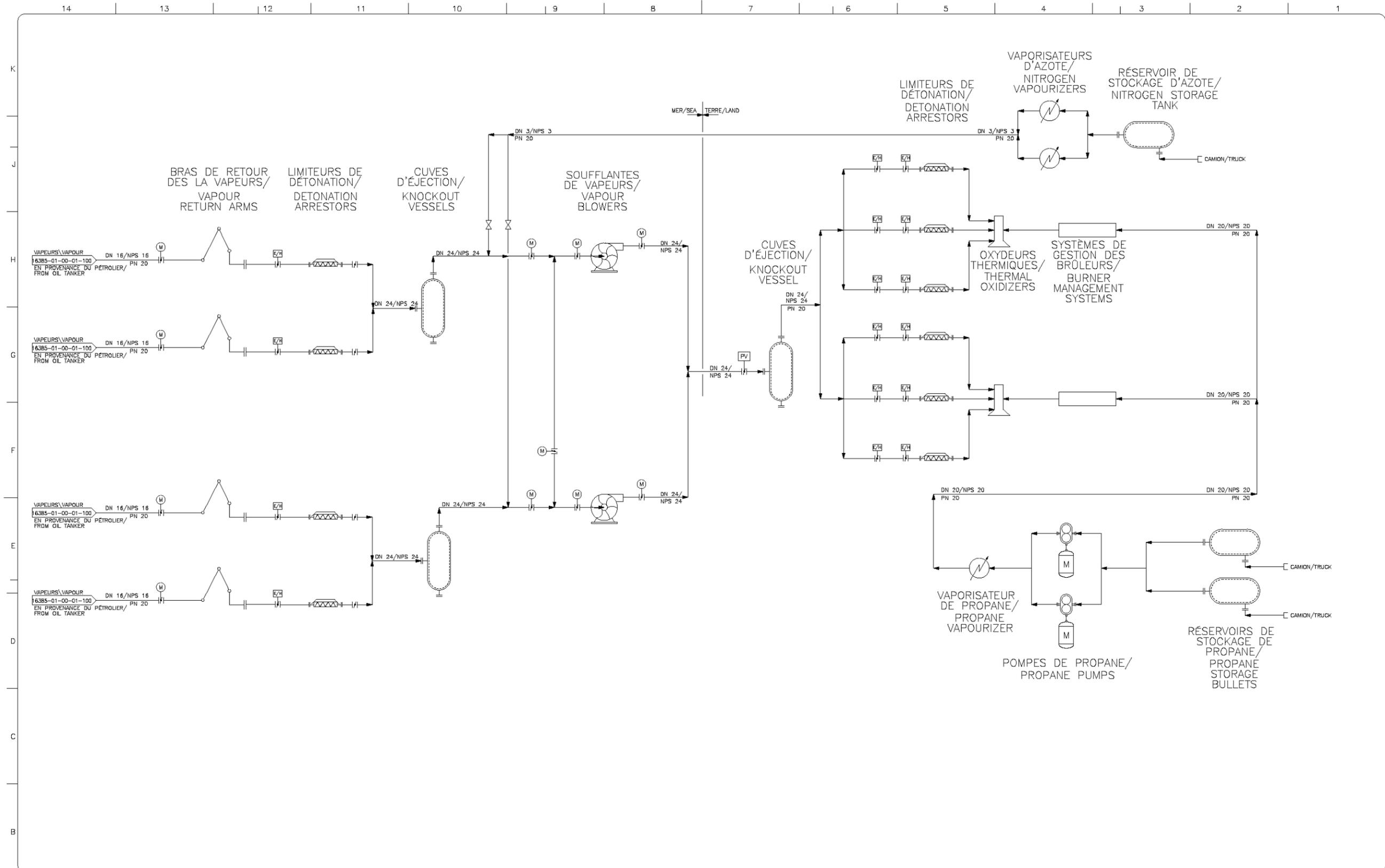
- Terminal de réservoirs de Moosomin (conduites d'entrée de l'Oléoduc Énergie Est et de la canalisation latérale de Cromer)
- Terminal de réservoirs de Cacouna (conduite d'entrée de l'Oléoduc Énergie Est)
- Terminal de réservoirs de Saint John (conduite d'entrée de l'Oléoduc Énergie Est)

Le système de détection des lots est constitué d'un abri sur châssis mobile contenant une petite pompe, un viscosimètre et un densitomètre. Il est utilisé pour détecter l'interface entre deux lots de pétrole dans l'oléoduc, en mesurant la densité et la viscosité du liquide. Ces renseignements sont transmis au CCO par l'intermédiaire du système informatisé d'acquisition et de contrôle des données (SCADA).

Révis

Annexe Vol. 6-110

Schéma de procédé du terminal maritime de réservoirs de Cacouna - 2 de 2



DESSINS DE RÉFÉRENCE / REFERENCE DRAWINGS	
DESSIN / DRAWING No	TITRE / TITLE

RÉVISION / REVISION		
REV / REV	DATE	DESCRIPTION
0	2014-04-14	ÉMIS POUR DÉPÔT DE DEMANDE AUPRÈS DE L'ONÉ / ISSUED FOR NEB APPLICATION
1	2015-01-28	TRADUCTION FRANÇAISE AJOUTÉE - RÉÉMIS POUR DÉPÔT DE LA DEMANDE AUPRÈS DE L'ONÉ / FRENCH TRANSLATION ADDED - RE-ISSUED FOR NEB APPLICATION

APPROBATION / APPROVAL							
CODE PROJET / PROJECT CODE	DESSINATEUR / DRAWER	VÉRIFICATEUR / CHECKER	CONCEPTEUR / DESIGNER	REV. / DESIGN CHK.	PROJET MGR.	COMPAGNE	
2187445	MM	LF	MM	JR	DB		
2187445	TS	JT	MM	JR	DB		

INGÉNIEUR / RPT. PROFESSIONAL ENGINEER / RPT. _____
 PERMIS / APP. INC. PERMIT / ENG. APPROVAL _____
 DATE _____

PRÉLIMINAIRE - NE PAS UTILISER POUR LA CONSTRUCTION / PRELIMINARY NOT FOR CONSTRUCTION

REV / REV _____ DATE _____ NUMERO DE PERMIS / PERMIT NUMBER _____

Energy East Pipeline Ltd.

CACOUNA ENERGY EAST MARINE TERMINAL

#FA/FA# 16385 CHANGÉ / CHANGE: _____ #DISCIPLINE / DISCIPLINE 01

TERMINAL MARITIME D'ÉNERGIE EST À CACOUNA / CACOUNA MARINE TERMINAL

SCHEMA DE PROCÉDE / PROCESS FLOW DIAGRAM 2 OF 2

ECH. / SCALE NAE / N.T.S. DESSIN / DRAWING No 16385-01-00-01-101 REV / REV 1

Le terminal maritime sera doté d'un système de gestion de la vapeur qui collectera la vapeur provenant des compartiments des pétroliers pendant le chargement et la transfèrera à des oxydeurs thermiques situés dans la zone intertidale.

Une vue aérienne du terminal maritime de Cacouna est présentée à la figure 7-1.

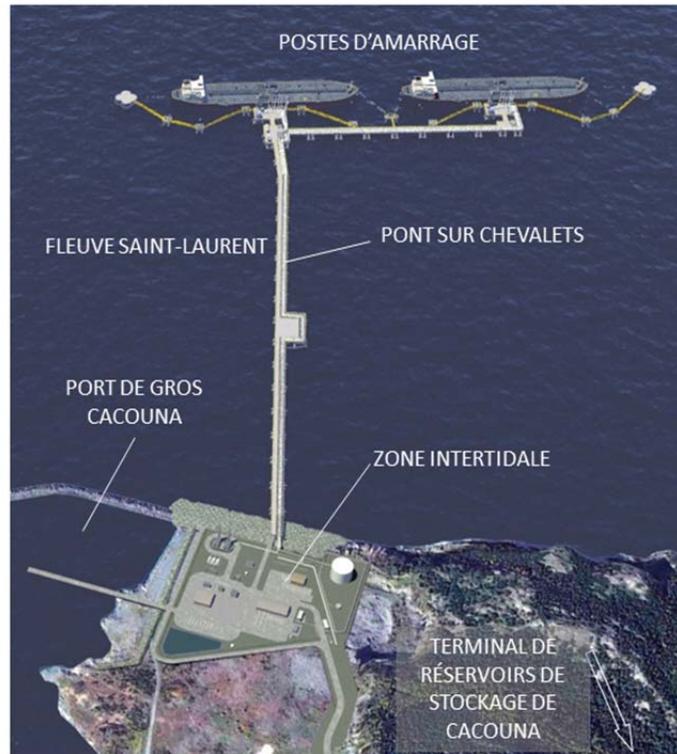


Figure 7-1 : Vue aérienne du terminal maritime de Cacouna

Les plans de terrain et des diagrammes des opérations du terminal maritime de Cacouna sont présentés dans le tableau 7-2. Ces plans et diagrammes sont joints aux annexes Vol 6-104 à Vol 6-110.

Tableau 7-2 : Terminal maritime de Cacouna – Dessins préliminaires

Titre du dessin	Type de dessin	Numéro du dessin	Annexe
Plan de terrain du terminal maritime	Plan de terrain	16385-00-00-00-100	Vol 6-104
Plan de terrain de la zone intertidale	Plan de terrain	16385-00-00-00-101	Vol 6-105
Configuration générale du poste d'amarrage des pétroliers Suezmax	Plan de terrain	16385-00-00-00-102	Vol 6-106
Configuration générale de la plateforme de chargement	Plan de terrain	16385-00-00-00-103	Vol 6-107
Configuration générale des plateformes auxiliaires	Plan de terrain	16385-00-00-00-104	Vol 6-108

Tableau 7-2 : Terminal maritime de Cacouna – Dessins préliminaires (suite)

Titre du dessin	Type de dessin	Numéro du dessin	Annexe
Diagramme 1 de 2 des opérations du terminal de réservoirs/terminal maritime de Cacouna	Diagramme des opérations	16285-00-00-00-100	Vol 6-109
Diagramme 2 de 2 des opérations du terminal de réservoirs de stockage/terminal maritime de Cacouna	Diagramme des opérations	16384-00-00-00-101	Vol 6-110

Les composantes principales du terminal maritime de Cacouna sont présentées aux figures 7-2 et 7-3.



Figure 7-2 : Terminal maritime de Cacouna – Schéma conceptuel de la zone intertidale

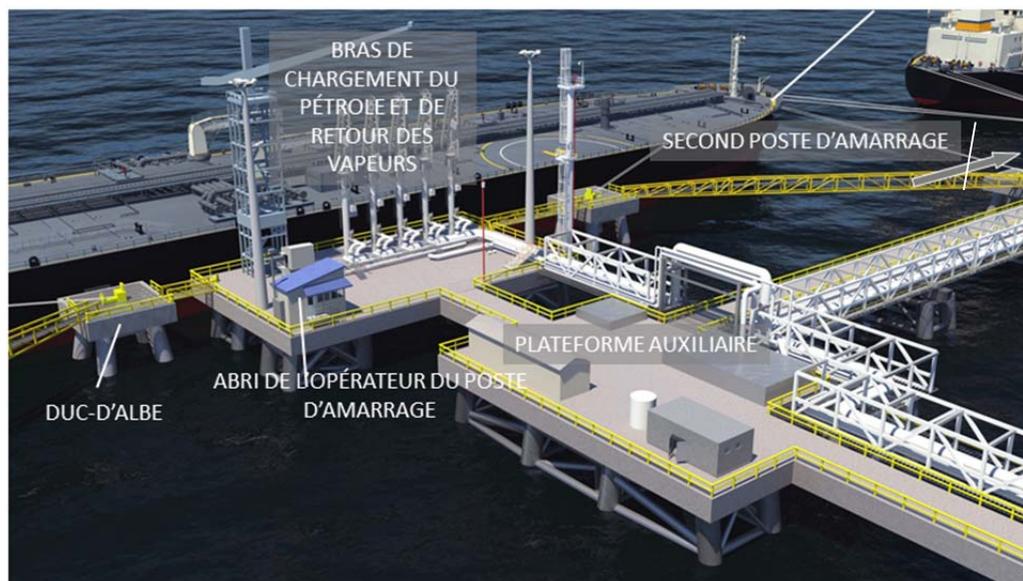


Figure 7-3 : Terminal maritime de Cacouna – Schéma conceptuel des plateformes en mer

- instaurer des normes en ce qui a trait aux rapports de non-conformité (RNC), aux rapports quotidiens et hebdomadaires et aux autres dossiers tenus par les vérificateurs de la qualité et par les inspecteurs
- s'assurer que des mesures appropriées et opportunes sont prises à l'égard des RNC et compiler les rapports de vérification et les RNC hebdomadaires
- surveiller les activités sur les tronçons de construction et aux emplacements des installations afin de s'assurer qu'elles respectent le plan de gestion de la qualité
- surveiller le traitement des RNC, des analyses des causes fondamentales et des rapports de mesures correctives
- effectuer des audits et des enquêtes de qualité

2.4.2 Rôle des entrepreneurs principaux dans la gestion de la qualité

Les entrepreneurs principaux seront tenus d'élaborer et de maintenir leurs propres plans de gestion de la qualité, qui devront être conformes au plan de gestion de la qualité général du Projet. Ces plans incluront notamment les éléments suivants :

- les documents contractuels applicables
- la conception du Projet
- les normes, les spécifications et les procédures applicables

2.4.3 Inspection de la qualité par des tiers

Les travaux de construction des entrepreneurs seront assujettis à des vérifications de la qualité effectuées par des vérificateurs indépendants des entrepreneurs et de l'équipe d'Énergie Est. Ces vérifications permettront de s'assurer que les normes de qualité de TransCanada sont respectées.

2.5 CALENDRIER DES TRAVAUX DE CONSTRUCTION

Un plan de construction pluriannuel préliminaire a été élaboré pour le Projet. Ce plan est présenté à la figure 2-1.

Le plan de construction est tributaire de l'obtention des approbations réglementaires, des permis et des autorisations en temps opportun pour permettre le lancement des activités de construction au ~~deuxième~~ troisième trimestre de 2016.

Les contraintes environnementales et saisonnières, ainsi que l'éloignement de certaines des installations, nécessiteront une planification et une préparation considérables. Le plan préliminaire sera raffiné au cours de la phase de conception détaillée et intégrera les résultats des travaux sur le terrain et des activités de participation. Les travaux de remise en état se poursuivront pendant l'exploitation commerciale.

2.6 STRATÉGIE DE CONSTRUCTION

Le plan de construction préliminaire suppose que les activités de construction du pipeline, des stations de pompage, des terminaux de réservoirs et des terminaux maritimes commenceront au troisième trimestre de 2016 (voir la figure 2-1).

Les activités d'aménagement de l'infrastructure de construction temporaire et de préparation des chantiers sont cruciales en ce qui a trait au respect du calendrier du Projet et de la date prévue de début des travaux, puisque ces activités sont nécessaires afin de permettre l'exécution des activités de construction dans tous les secteurs du Projet et pour tous les types d'installations. Ces activités devraient commencer au deuxième trimestre de 2016.

Les activités de construction en lien avec la conversion, les stations de pompage le long de la section à convertir et les terminaux de réservoirs de Hardisty D et de Saint John devraient commencer au deuxième trimestre de 2016, conformément à la dispense de l'application du processus de tracé détaillé qui est demandée à l'ONÉ dans le cadre de la présente demande.

Il est prévu que le pipeline sera construit en plus de 40 tronçons, soit environ 20 tronçons de conversion, plus de 20 tronçons pour la nouvelle canalisation principale et un tronçon pour chacune des trois canalisations latérales.

Les tronçons de construction de la canalisation principale et les tronçons de conversion sont de diverses longueurs (50 km à 140 km) et exigent des effectifs de tailles variées (qui compteront jusqu'à 700 personnes au plus fort de la construction). Le tracé et le calendrier des travaux sont établis en fonction de la constructibilité, de la logistique, des caractéristiques du terrain et de facteurs sécuritaires et environnementaux. En outre, Énergie Est prévoit avoir besoin d'une vingtaine d'équipes spécialisées pour la construction des ouvrages de franchissement de cours d'eau sans tranchée.

Le calendrier des activités de conversion sera établi de manière à éviter d'interrompre le transport du gaz naturel sur le réseau principal de TransCanada.

Le calendrier suppose que la construction sera effectuée par étape, des installations d'Hardisty, en Alberta, jusqu'aux installations de Cacouna, au Québec, et que ces installations entreront en service avant les installations qui assureront la pleine capacité de livraison, à Saint John, au Nouveau-Brunswick.

Le tronçon du Nouveau-Brunswick comptera quatre tronçons de construction qui seront réalisés par les deux entrepreneurs chargés de réaliser les tronçons de l'Alberta et de l'est de l'Ontario. Au Nouveau-Brunswick, il est prévu que la construction aura lieu au cours des étés et des hivers 2017 et 2018, en fonction de la disponibilité des entrepreneurs et du personnel, et que les travaux dans les zones humides se dérouleront principalement en hiver.

3.1.2 Activités de construction

Énergie Est utilisera des méthodes de construction conventionnelles et les meilleures pratiques de l'industrie dans le cadre de la construction des conduites. Les activités de construction incluront ce qui suit :

- mobilisation du chantier
- nettoyage et paillage
- enlèvement et conservation du sol arable
- excavation de tranchées et abattage à l'explosif
- franchissement de cours d'eau sans tranchée
- nivellement, transport des conduites, distribution des conduites le long du tracé et cintrage des conduites
- soudage
- application de revêtement
- installation de systèmes de protection cathodique
- ajouts de contrôles de la poussée hydrostatique et du tassement
- mise en place des conduites et remblayage
- exécution et vérification d'END
- essais hydrostatiques et raccordements
- nivellement et clôturage
- examen de sécurité préalable à la mise en service (ESPMS)
- mise en service et démarrage de l'oléoduc
- nettoyage final et remise en état des emplacements des infrastructures temporaires
- libération du chantier

La construction sera effectuée conformément aux spécifications, aux normes et aux pratiques d'exploitation de TransCanada et aux PPE du Projet, comme il est prévu aux sections 5 et 6 du volume 9 de l'ÉES.

3.1.3 Préparation de l'emprise

L'emprise de l'oléoduc sera nettoyée conformément au PPE du Projet. Les exigences en matière de nivellement le long de l'emprise varieront, allant d'aucun nivellement dans les zones plates ou humides à un nivellement en gradins à certains endroits.

Le nivellement dépendra de facteurs comme l'inclinaison, le type de sol et la teneur en glace pendant les activités de remblayages hivernales. L'emprise sera nivelée dans la mesure nécessaire pour respecter les limites de flexion des conduites et assurer le

déplacement sécuritaire des conduites, de l'équipement et du personnel le long de l'emprise.

Sur les terrains boisés, lorsque le sol ne sera pas gelé, le sol arable enlevé sera conservé afin d'être remis en place et d'éviter la perte de sol arable, le mélange de sol arable et du sous-sol ou la dégradation de la qualité du sol.

Des plans illustrant l'emprise type qui sera utilisée pendant la construction, y compris la technique utilisée pour minimiser la perturbation de la surface et des terres cultivées et non cultivées gelées et non gelées, se trouvent à l'annexe Vol 7-3.

3.1.4 Distribution des conduites le long du tracé, soudage, END et application de revêtement

Les conduites seront transportées par camion à partir d'aires d'entreposage locales et distribuées le long de l'emprise.

Afin que les conduites suivent le tracé de la ligne médiane ou des changements de direction, on utilisera des raccords forgés ou des cintreuses seront utilisés afin de plier les conduites le long de l'emprise. Les joints individuels seront ensuite alignés, fixés au moyen d'un collier et soudés mécaniquement ou manuellement. Les procédures de soudage seront établies au cours de la phase de conception détaillée. Le programme d'assemblage et les END des soudures respecteront les exigences du *Règlement sur les pipelines terrestres* et de la norme CSA Z662-11.

Les soudures seront soumises à des END et, une fois qu'elles auront été validées, elles seront enduites d'un revêtement. De plus amples renseignements sur les spécifications et les normes principales devant être utilisées pour l'assemblage et l'application de revêtement se trouvent [dans le volume 1](#), section 2.9, Conception technique.

3.1.5 Excavation de tranchées, abattage à l'explosif, installation des conduites et remblayage

Une fois que la ligne médiane de la canalisation aura été jalonnée, une seule tranchée à ciel ouvert sera excavée au moyen de méthodes de construction de conduites traditionnelles. Des excavatrices et/ou des trancheuses hydrauliques seront utilisées pour excaver la tranchée en fonction des dimensions précises déterminées lors de la conception détaillée. Si le sol est gelé ou rocailleux, le sillon de la tranchée pourra être creusé avant l'excavation ou l'abattage à l'explosif, selon le cas. Les matériaux d'excavation provenant de l'abattage à l'explosif seront broyés, empilés et, s'ils conviennent, utilisés comme base pour les aires de dépôt et les installations. S'ils ne conviennent pas, ils seront transportés jusqu'à une zone d'élimination préapprouvée.

La tranchée à ciel ouvert sera aménagée conformément aux procédures décrites dans le PPE du Projet. La largeur minimale de la tranchée et la profondeur minimale du sol

- réalisation d'examens non destructifs
- essais hydrostatiques et raccordements
- nivellement final et clôturage
- ESPMS
- mise en service et démarrage
- nettoyage et remise en état des emplacements des installations de construction temporaires
- libération du chantier

Les travaux exécutés à proximité d'installations existantes de TransCanada incluront l'excavation autour de systèmes opérationnels, et la mise en œuvre des spécifications applicables de TransCanada. Ces spécifications régissent le déroulement des travaux à proximité d'installations d'exploitation, assurent des conditions de travail sécuritaires et protègent les actifs de TransCanada contre les dommages accidentels pendant la construction.

Les activités liées à la conversion qui ne seront pas associées aux travaux exécutés à proximité de systèmes opérationnels en service sont décrites dans la section 3.1.2, Activités de construction. Voir aussi la section 3.2.2, Travaux sur les installations en service.

3.2.4 Calendrier des interruptions de service

En collaboration avec l'équipe de TransCanada chargée des opérations commerciales, Énergie Est élaborera un calendrier détaillé des interruptions de service pour chaque tronçon de construction devant être converti. Ce calendrier sera approuvé par le groupe de contrôle du gaz, l'équipe d'ingénierie et les bureaux d'exploitation régionaux de TransCanada.

Pendant les travaux de conversion, les bureaux d'exploitation régionaux de TransCanada assumeront la responsabilité des interruptions du transport du gaz et de la manutention du gaz (p. ex. : dépressurisation des conduites de gaz, évacuation sécuritaire du gaz contenu dans les conduites devant faire l'objet de travaux).

Les activités de construction indiquées à l'alinéa 3.2.3 devront être passées en revue par les bureaux d'exploitation régionaux.

3.2.5 Ouvrages de franchissement de cours d'eau

Les activités de conversion exécutées dans le cadre du Projet exigeront la construction d'au moins trois nouveaux franchissements de cours d'eau. D'autres ouvrages pourraient être nécessaires en fonction du résultat des inspections de l'intégrité des ouvrages.

Les trous ouvrages de franchissement prévus sont les suivants :

- rivière Assiniboine, au Manitoba
- rivière Madawaska, en Ontario
- rivière Rideau, en Ontario

Une tranchée sera aménagée afin de permettre le franchissement de la rivière Assiniboine, étant donné que le FDH risque de ne pas convenir. La construction sera effectuée conformément aux exigences du MPO et de Transport Canada et à l'extérieur des périodes de restriction des activités pour cette rivière. L'ouvrage de franchissement actuel sera mis hors service conformément à l'article 44 du *Règlement sur les pipelines terrestres* et à l'article 10.15.1 de la norme CSA Z662-11, *Deactivation of Piping*. De plus amples renseignements sur la mise hors service prévue se trouvent dans [le volume 5](#), la section 4.2.4, *Rivers Crossings* (en anglais seulement).

Les rivières Madawaska et Rideau seront traversées au moyen du FHD. Les ouvrages de franchissement existants (DN36) continueront de transporter du gaz pendant la construction du nouveau franchissement de cours d'eau. Ils seront reconnectés à la ligne 1200-1 de la canalisation principale de TransCanada et modifiés afin de demeurer opérationnels en tant que composantes du réseau de gaz du raccourci de North Bay.

De plus amples renseignements sur les franchissements sans tranchée se trouvent dans la section 3.1.8, Franchissement de cours d'eau par l'oléoduc. Un organigramme illustrant le processus de sélection des méthodes de franchissement des cours d'eau d'Énergie Est est présenté à la figure 3-1. Les PPE du Projet concernant les nouvelles conduites et les conduites converties sont présentés dans les sections 5 et 6 du volume 8 de l'ÉES.

3.2.6 Nettoyage des conduites et essais sous pression

Des plans hydrostatiques incluant les éléments suivants seront élaborés lors de la conception détaillée pour les secteurs situés le long des tronçons convertis qui seront modifiés par la construction :

- remaniements du tracé
- remplacements de conduites en fonction des résultats des vérifications de l'intégrité
- ouvrages de franchissement des trois rivières

Ces secteurs seront nettoyés au moyen d'un outil de nettoyage interne afin d'enlever les débris de construction. Les débris seront éliminés conformément aux règlements applicables et aux plans hydrostatiques.

- sûreté;
- environnement;
- exploitation.

En cas d'urgence, ces services de soutien seront immédiatement avisés et mobilisés dans l'heure. Une fois qu'une urgence aura été vérifiée, les organismes de réglementation fédéraux et provinciaux seront notifiés, ainsi que les membres des collectivités concernées.

En cas d'urgence affectant un pétrolier à destination ou en provenance d'un terminal maritime d'Énergie Est, le capitaine communiquera avec l'organisme d'intervention agréé approprié, comme SIMEC ou ALERT, afin qu'elle mette en œuvre une opération d'intervention et de récupération en cas de déversement. Les activités d'intervention relèveront et seront aux frais de la partie responsable (propriétaire du navire).

6.2.2 Intervention initiale en cas d'incident

TransCanada a adopté le système de commandement en cas d'incident (SCI) comme structure d'intervention de base en cas d'urgence. Le SCI est un cadre de gestion des urgences largement utilisé et reconnu à l'échelle internationale qui permet de répondre à tous les types d'urgence conformément à une structure de commandement et de contrôle. Il s'adapte facilement tant aux urgences de très petite envergure qu'aux urgences plus importantes ou complexes.

L'intervention initiale en cas d'incident sera assurée par le personnel local de TransCanada et les organismes d'urgence locaux, au besoin. Le personnel local de TransCanada est composé des employés et des entrepreneurs qui sont présents sur les lieux ou à proximité d'un incident, et qui ont reçu la formation adéquate en matière d'intervention d'urgence et de sécurité. Le public et le personnel non essentiels seront immédiatement évacués des lieux de l'incident.

Les tâches principales des premiers intervenants seront les suivantes :

- assurer la sécurité de toutes les personnes présentes sur les lieux de l'incident;
- évaluer la situation et communiquer les renseignements pertinents, incluant :
 - taille de l'incident;
 - gravité;
 - incidences probables;
 - ressources nécessaires;
- prendre des mesures (lorsqu'il est sécuritaire et approprié de le faire) afin d'atténuer les incidences sur la sécurité, l'environnement et les biens.

Les premiers intervenants effectueront ces tâches jusqu'à ce que des responsables du palier de gestion approprié prévu dans le SCI arrivent sur les lieux. Dans le cas d'une

urgence de petite envergure, comme le déversement d'une petite quantité de pétrole confiné aux installations d'Énergie Est, les premiers intervenants pourraient coordonner la totalité de l'intervention.

Les premiers intervenants seront habituellement intégrés dans l'équipe de gestion des incidents (EGI) constituée pour gérer l'intervention d'urgence. Le commandant du lieu d'incident a la responsabilité de gérer l'intervention ainsi que le personnel de commandement et le personnel général approprié qui remplissent diverses fonctions dans le cadre de l'intervention et relèvent du commandant du lieu d'incident. Le commandant du lieu d'incident assumera les responsabilités suivantes :

- gestion et établissement des objectifs de l'intervention;
- établissement de la structure d'intervention et mise sur pied d'un commandement unifié lorsque cela est approprié;
- planification particulière à l'urgence en cours;
- approbation du plan d'intervention et autorisation de sa mise en œuvre.

Pour les incidents plus graves, du personnel ou de l'équipement supplémentaires, incluant des ressources internes de TransCanada, comme l'équipe d'intervention d'urgence de la société (EIUS), et des ressources tierces seront activés afin de participer aux activités d'intervention d'urgence. TransCanada compte sur un réseau d'entrepreneurs tiers qui peuvent fournir de l'équipement d'intervention d'urgence, des ressources et du personnel qualifié afin d'apporter du soutien à ses propres ressources. En outre, TransCanada est membre de coopératives d'intervention et a conclu des ententes d'assistance mutuelle avec d'autres membres de l'industrie (voir l'article section 6.3.52) qui sont en mesure de suppléer au besoin les ressources de TransCanada et de ses entrepreneurs tiers. Ces entrepreneurs tiers et ces coopératives d'intervention seront intégrés au SCI de TransCanada pendant la durée de leur participation à l'intervention et seront dirigés par l'EGI et le commandement unifié (voir l'article 6.3.4).

Les zones affectées seront remises en état conformément aux exigences réglementaires et aux ententes conclues avec les organismes gouvernementaux.

6.2.3 Centres des opérations d'urgence

Les COU de TransCanada sont activés afin de soutenir l'intervention locale. Un COU a la responsabilité d'établir l'aperçu stratégique, ou la vue d'ensemble, de l'urgence, et soutient les activités sur place dirigées par le commandant du lieu de l'incident.

Les fonctions communes à tous les COU sont les suivantes :

- rassembler et analyser les données;
- aider à formuler des recommandations afin de protéger la vie, l'environnement et les biens;
- maintenir la continuité des activités d'intervention;
- communiquer l'information aux organismes et aux individus concernés.

Dans leurs territoires d'intervention, SIMEC et ALERT ont des centres d'intervention dotés d'équipement et de personnel spécialisés qui entreront en fonction en cas de déversement provenant d'un pétrolier.

6.2.4 Commandement unifié

Le commandement unifié est une structure qui regroupe habituellement un représentant de chacun des trois paliers de gouvernement (fédéral, provincial et local), selon leur compétence, ainsi que des représentants des Premières Nations ou des communautés autochtones concernées. Le commandement unifié établit un lien entre les organismes qui répondent à un incident et fournit à la partie responsable et aux organismes d'intervention une plateforme afin de coopérer en établissant des objectifs, un cadre de communications et un processus décisionnel communs.

Les représentants au sein du commandement unifié pour un incident donné sont choisis en tenant compte des particularités de l'incident, des plans d'intervention existants et des décisions prises à la première réunion du commandement unifié. Les représentants au sein du commandement unifié pourraient changer à mesure qu'un incident progresse afin de tenir compte de l'évolution de la situation.

Si un commandement unifié est mis sur pied, il assumera la gestion globale de l'incident. Il dirigera les activités d'intervention et approuvera et libérera les ressources. La figure 6-2 présente les organismes inclus dans un commandement unifié type (énumérés aléatoirement et non par ordre d'importance ou de priorité).

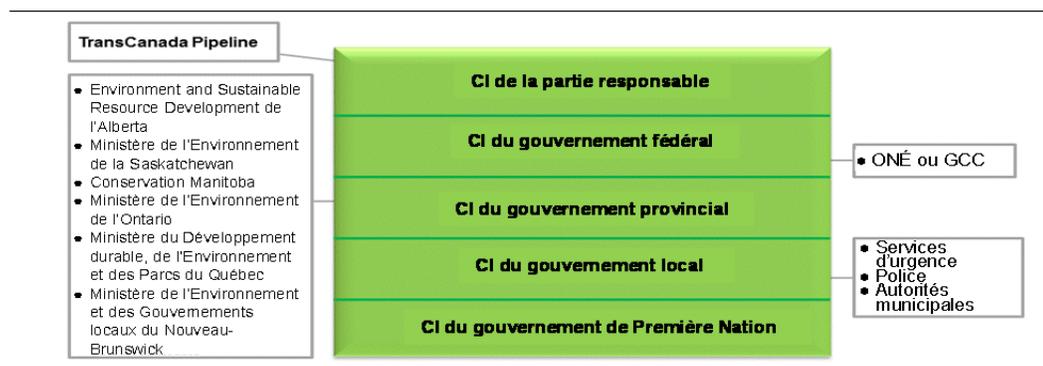


Figure 6-2 : Commandement unifié

Les représentants au sein du commandement unifié doivent :

- convenir de priorités et d'objectifs communs;
- être en mesure de consacrer tout leur temps à l'incident;
- avoir le pouvoir d'affecter les ressources de l'organisme ou de la société à l'intervention;
- avoir le pouvoir de dépenser les fonds de l'organisme ou de la société;
- convenir de l'organisation de l'intervention;
- convenir des attributions des membres du commandement et du personnel en général;
- s'engager à communiquer par l'intermédiaire d'un représentant unique;
- convenir des procédures de soutien logistique;
- signer le plan d'action en cas d'incident.

Les organismes suivants pourraient faire partie d'un commandement unifié :

- gouvernement fédéral :
 - Office national de l'énergie;
 - Environnement Canada;
 - Pêches et Océans Canada;
 - Transport Canada;
 - Garde côtière canadienne;
 - Gendarmerie royale du Canada;
- gouvernement provincial :
 - environnement;
 - énergie;
 - police;
- gouvernement local :
 - services d'urgence;
 - organismes d'urgence du comté;
 - gestionnaires des mesures d'urgence municipaux;
- Premières Nations et communautés autochtones

6.2.5 Formation

Énergie Est utilisera le système de gestion de l'apprentissage existant de TransCanada et d'autres ressources afin de s'assurer que son personnel est formé, (voir ~~Volume 7, section 3~~ [section 4: Exploitation Opérations](#)).

Tableau 3-4 : Exigences relatives aux terrains pour les stations de pompage (suite)

Station de pompage ³	Latitude	Longitude	Estimation de la superficie de terrain requise (ha)	Propriété foncière
Manitoba (suite)				
Oakville	49° 48' 37" N	97° 44' 5" O	9	Privée (tenure franche)
Ile-des-Chênes	49° 43' 12" N	96° 59' 18" O	9	Privée (tenure franche)
Spruce	49° 39' 34" N	96° 13' 55" O	9	Provinciale (Couronne)
Falcon Lake	49° 40' 47" N	95° 22' 38" O	9	Provinciale (Couronne)
Ontario				
Kenora	49° 47' 26" N	94° 29' 47" O	9	Privée (tenure franche)
Vermilion Bay	49° 49' 53" N	93° 40' 25" O	9	Provinciale (Couronne)
Dryden	49° 47' 17" N	92° 45' 46" O	9	Privée (tenure franche)
Ignace	49° 31' 2" N	92° 3' 48" O	9	Provinciale (Couronne)
Martin	49° 17' 37" N	91° 18' 48" O	10,5	Provinciale (Couronne)
Upsala	49° 2' 1" N	90° 30' 55" O	10,5	Privée (tenure franche)
Ontario				
Dog River	48° 56' 17" N	89° 46' 43" O	10,5	Provinciale (Couronne)
Eagle Head	49° 4' 52" N	88° 51' 20" O	10,5	Provinciale (Couronne)
Nipigon	49° 17' 42" N	88° 6' 8" O	9	Privée (tenure franche)
Jellicoe	49° 40' 14" N	87° 39' 48" O	9	Provinciale (Couronne)
Geraldton	49° 48' 13" N	86° 45' 18" O	10,5	Provinciale (Couronne)/Privée (tenure franche)
Lac Klotz	49° 47' 37" N	85° 51' 11" O	10,5	Provinciale (Couronne)/Privée (tenure franche)
Hearst	49° 45' 47" N	84° 55' 18" O	10,5	Provinciale (Couronne)/Privée (tenure franche)
Calstock	49° 44' 51" N	84° 4' 24" O	9	Provinciale (Couronne)/Privée (tenure franche)
Mattice	49° 35' 12" N	83° 9' 33" O	10,5	Privée (tenure franche)
Kapuskasing	49° 23' 20" N	82° 26' 9" O	9	Privée (tenure franche)
Smooth Rock Falls	49° 15' 20" N	81° 38' 9" O	9	Provinciale (Couronne)/Privée (tenure franche)
Potter	48° 52' 26" N	80° 53' 56" O	9	Provinciale (Couronne)
Ramore	48° 25' 5" N	80° 20' 22" O	9	Privée (tenure franche)
Kirkland Lake	47° 57' 56" N	80° 1' 13" O	9	Provinciale (Couronne)
Haileybury	47° 27' 0" N	79° 45' 49" O	9	Privée (tenure franche)
Rivière Marten	46° 56' 54" N	79° 47' 29" O	9	Provinciale (Couronne)

Tableau 3-4 : Exigences relatives aux terrains pour les stations de pompage (suite)

Station de pompage ³	Latitude	Longitude	Estimation de la superficie de terrain requise (ha)	Propriété foncière
North Bay	46° 26' 50" N	79° 28' 50" O	9	Privée (tenure franche)
Ontario (suite)				
Mattawa	46° 16' 34" N	78° 44' 34" O	9	Privée (tenure franche)
Deux Rivières	46° 11' 50" N	77° 55' 5" O	9	Provinciale (Couronne)
Pembroke	45° 49' 46" N	77° 12' 22" O	9	Privée (tenure franche)
Renfrew	45° 27' 44" N	76° 35' 23" O	9	Privée (tenure franche)
Stittsville	45° 11' 43" N	75° 53' 30" O	9	Privée (tenure franche)
Iroquois	44° 53' 23" N	75° 17' 35" O	9	Privée (tenure franche)
Alexandria	45° 12' 30" N	74° 36' 30" O	9	Privée (tenure franche)
Québec				
Lachute	45° 38' 22" N	74° 16' 40" O	9	Privée (tenure franche)
Mascouche	45° 46' 36" N	73° 32' 5" O	9	Privée (tenure franche)
Maskinongé	46° 14' 10" N	73° 0' 45" O	9	Privée (tenure franche)
Saint-Maurice	46° 26' 2" N	72° 29' 15" O	9	Privée (tenure franche)
Donnacona	46° 41' 38" N	71° 41' 0" O	9	Privée (tenure franche)/provinciale (Couronne)/municipal
Lévis	46° 41' 54" N	71° 9' 43" O	9	Privée (tenure franche)
Cap-Saint-Ignace	47° 1' 57" N	70° 23' 44" O	9	Privée (tenure franche)
Saint-Gabriel-Lalemant	47° 20' 53" N	69° 48' 48" O	9	Provinciale (Couronne)/Privée (tenure franche)
Cacouna	47° 55' 14" N	69° 28' 33" O	0 ²	Privée (tenure franche)
Saint-Honoré-de-Témiscouata	47° 38' 27" N	69° 14' 25" O	9	Provinciale (Couronne)
Dégelis	47° 31' 59" N	68° 28' 18" O	9	Provinciale (Couronne)
Nouveau-Brunswick				
Grand-Falls	47° 17' 18" N	67° 48' 37" O	9	Privée (tenure franche)
Plaster Rock	46° 46' 18" N	67° 23' 6" O	9	Privée (tenure franche)
Napadogan	46° 26' 45" N	66 7 ° 53' 24" O	9	Privée (tenure franche)
Baie Cumberland	46° 7' 7" N	65° 52' 59" O	9	Provinciale (Couronne)
Hampton	45° 36' 38" N	65° 47' 4" O	9	Privée (tenure franche)
Remarques :				
1. La station de pompage de Moosomin sera située sur le site du terminal de réservoirs de Moosomin. 2. La station de pompage de Cacouna sera située sur le site du terminal de réservoirs de Cacouna. 3. Les emplacements définitifs des stations de pompage dépendront des évaluations environnementales et techniques, des engagements envers les Autochtones et les parties prenantes ainsi que des consultations auprès des propriétaires fonciers et des organismes de réglementation.				

Tableau 5-1 : Nombre de propriétaires fonciers identifiés

Composant	Propriétaires fonciers
Canalisation principale Énergie Est – Alberta	183
Canalisation principale Énergie Est – Prairies	1 061
Canalisation principale Énergie Est – Ouest de l'Ontario	1 066
Canalisation principale Énergie Est – Raccourci de North Bay	851
Canalisation principale Énergie Est – Est de l'Ontario	308
Canalisation principale Énergie Est – Québec	1 893
Canalisation principale Énergie Est – Nouveau-Brunswick	262
Canalisation latérale de Cromer	53
Canalisation latérale de Montréal	42
Canalisation latérale de Lévis	29
Installations	127
Total	5 875

5.2.1.1 Nouveau pipeline

Les premiers contacts avec les propriétaires fonciers ont commencé en avril 2013. Les équipes de Projet ont communiqué en personne avec les propriétaires de terrains qui longent les nouveaux tronçons de pipelines, les canalisations latérales et les interconnexions afin d'obtenir les confirmations de relevés nécessaires pour faciliter l'accès à Énergie Est aux terrains afin d'y effectuer des inventaires et des études sur place en rapport avec la faisabilité du Projet.

Les occupants autorisés des terres de la Couronne ont été ou seront avisés et consultés. Les équipes continueront à identifier et à consulter les autres occupants pendant la durée du processus d'acquisition des terrains.

5.2.1.2 Tronçons de pipeline convertis

En avril 2013, les équipes de Projet ont envoyé par la poste une lettre et un communiqué de presse aux propriétaires de terrains qui longent la route du pipeline à convertir pour les informer qu'Énergie Est prévoyait la conversion du gazoduc en oléoduc pour transporter le pétrole brut et pour les aviser du lancement d'un appel de soumissions visant à déterminer la viabilité commerciale. Voir l'Annexe Vol 8-80 pour le contenu de la lettre et du communiqué.

Les occupants autorisés des terres de la Couronne ont été ou seront avisés et consultés.

5.2.2 Partage de l'information

En plus d'établir des relations avec les propriétaires des terrains adjacents au nouveau tracé du pipeline, de renforcer les relations existantes avec les propriétaires de terrains

adjacents aux tronçons à convertir et de discuter des préoccupations uniques de certains propriétaires fonciers, Énergie Est a fourni de l'information sur le Projet et les mises à jour et invité les propriétaires fonciers à des journées portes ouvertes en 2013 et en 2014. Énergie Est leur a également indiqué où se procurer de l'information supplémentaire sur le Projet. Le partage de l'information continuera pendant la durée du Projet.

5.2.2.1 Nouveau pipeline

Dans le but de faire un suivi des confirmations de relevés, les membres de l'équipe d'Énergie Est ont personnellement rendu visite aux propriétaires des terrains le long du tracé du nouveau pipeline afin de leur remettre des trousseaux d'information et de les inviter aux journées portes ouvertes de 2013 dans leur région.

Les trousseaux contenaient de l'information sur le Projet, de l'information générale sur les pipelines (les implications du développement, de la construction et de l'exploitation d'un projet de pipeline) ainsi que de l'information sur les approbations réglementaires qui doivent être obtenues et sur le processus d'autorisation réglementaire (voir l'Annexe Vol 8-81).

Au cours de ces rencontres en personne, les équipes d'Énergie Est ont effectué les tâches suivantes :

- répondre aux questions et recueillir les commentaires sur le Projet;
- recueillir des données sur l'utilisation des terrains et confirmer la présence d'occupants;
- inviter les propriétaires fonciers à participer aux journées portes ouvertes dans leur région et expliquer comment obtenir de l'information supplémentaire sur le Projet (p. ex., site Web du Projet et numéros de téléphone sans frais);
- remettre aux propriétaires les coordonnées des personnes-ressources pour poser des questions ou exprimer leurs préoccupations;
- prendre l'engagement de communiquer aux propriétaires fonciers l'information pertinente à mesure qu'elle deviendra disponible pendant la réalisation du Projet.

En ce qui concerne les propriétaires de terrains qu'Énergie Est n'a pas pu joindre avant les journées portes ouvertes de 2013, l'équipe d'Énergie Est a tenté de communiquer avec eux par téléphone pour les informer des journées portes ouvertes prévues dans leur région ou leur a envoyé par la poste des lettres indiquant les dates des journées portes ouvertes ([voir l'Annexe 8-84](#)). Des journées portes ouvertes ont été tenues entre juillet et octobre 2013, et deux autres journées portes ouvertes ont eu lieu au Nouveau-Brunswick en décembre 2013. Les renseignements sur ces journées, y compris les calendriers, les avis, le format et le matériel fourni, figurent dans le Volume 9, section 3.2 : Journées portes ouvertes.

Des infolettres faisant le point sur le Projet ont été envoyées par la poste aux propriétaires fonciers en janvier et en mars 2014 ([voir l'Annexe 8-86](#)). L'infolettre postée en mars 2014 indiquait les dates et lieux des journées portes ouvertes en 2014 et était accompagnée d'une fiche de l'ONÉ expliquant aux propriétaires fonciers comment obtenir de l'information sur le Projet et le processus réglementaire sur le site Web de l'ONÉ.

En plus des annonces au sujet des journées portes ouvertes, des appels téléphoniques ont été faits pour informer les propriétaires de terrains longeant les nouveaux tronçons de pipeline et les canalisations latérales de la tenue de telles journées dans leur région en Alberta, en Saskatchewan, au Manitoba, en Ontario et au Nouveau-Brunswick en 2014. Des journées portes ouvertes ont eu lieu dans les communautés de mars à mai 2014.

Pour des renseignements sur les journées portes ouvertes en 2014, incluant les calendriers, les avis, le format et le matériel fourni, voir le Volume 9, section 3.2 : Journées portes ouvertes.

5.2.2.2 Tronçons à convertir

À la suite de la lettre d'information postée en avril 2013, des trousse d'information contenant une lettre de mise à jour sur le Projet et les documents décrits ci-dessus, ont été envoyées par la poste en juin 2013 à tous les propriétaires de terrains longeant le tracé proposé des tronçons de pipeline à convertir (voir l'Annexe Vol 8-82).

Des appels téléphoniques de suivi ont été faits à tous les propriétaires pour confirmer la réception des trousse d'information, répondre à leurs questions, recueillir leurs commentaires sur le Projet proposé et les informer de la tenue de journées portes ouvertes à venir dans leur région. Les propriétaires fonciers ont reçu des renseignements sur les autres façons d'obtenir de l'information concernant le Projet (p. ex., site Web du Projet et numéro de téléphone sans frais).

Des rencontres individuelles avec les propriétaires fonciers ont été organisées sur demande. Énergie Est a tenté de visiter les propriétaires de terrains qui ne pouvaient pas être contactés par téléphone pour confirmer qu'ils avaient reçu une trousse d'information et les inviter aux journées portes ouvertes. De plus, des lettres de mises à jour du Projet ont été postées aux propriétaires de terrains en Saskatchewan, au Manitoba et en Ontario, de même que les horaires des journées portes ouvertes dans leurs région (voir l'Annexe Vol 8-83 ~~et l'Annexe Vol 8-84~~).

Bien qu'Énergie Est ait tenté à plusieurs reprises de communiquer en personne ou par téléphone avec tous les propriétaires de terrains longeant le tracé des tronçons à convertir, certains n'ont pas répondu. Énergie Est a appelé ces propriétaires à cinq reprises à différents jours de la semaine et à des heures différentes et leur a laissé des messages leur demandant de rappeler, lorsque c'était possible. À ce jour, environ

90 pour cent des propriétaires de terrains longeant les tronçons à convertir ont été joints. De plus, le courrier renvoyé fait l'objet d'un suivi et des tentatives sont entreprises pour trouver d'autres adresses permettant de communiquer avec les propriétaires fonciers.

Une nouvelle lettre de mise à jour [et un communiqué](#) portant sur le calendrier des journées portes ouvertes a été postée en août 2013 aux propriétaires de terrains adjacents au tracé du pipeline à convertir (voir l'Annexe Vol 8-85). Des journées portes ouvertes ont été organisées dans les communautés entre juillet et octobre 2013. Les renseignements sur les journées portes ouvertes en 2013, incluant les calendriers, le format et le matériel fourni, sont décrits en détail dans le Volume 9, section 3.2 : Journées portes ouvertes.

Des infolettres faisant le point sur le Projet ont été envoyées par la poste aux propriétaires fonciers en janvier et en mars 2014 (voir l'Annexe Vol 8-86). L'infolettre postée en mars 2014 indiquait les endroits et les dates des journées portes ouvertes en 2014 et était accompagnée d'une fiche de l'ONÉ expliquant aux propriétaires fonciers comment obtenir de l'information sur le Projet et le processus réglementaire sur le site Web de l'ONÉ.

L'équipe de Projet a envoyé des lettres par la poste pour aviser les propriétaires de terrains longeant le tronçon à convertir dans la région des Prairies entre Moose Jaw, en Saskatchewan, et la frontière Manitoba-Ontario de la tenue des journées portes ouvertes dans leur région en 2014 (voir l'Annexe Vol 8-87). En plus des annonces pour communiquer les dates des portes ouvertes, des appels téléphoniques ont été effectués pour joindre les propriétaires des terrains longeant les tronçons à convertir, jusqu'à une distance de 100 km dans chaque direction à partir des endroits où les journées portes ouvertes ont eu lieu. De telles journées ont eu lieu dans les communautés de mars à mai 2014. Les renseignements sur les journées portes ouvertes en 2014, incluant les calendriers, les avis, le format et le matériel fourni, figurent dans le Volume 9, section 3.2 : Journées portes ouvertes.

5.2.2.3 Autres propriétaires fonciers et occupants

Dans le cadre de son processus de consultation des propriétaires fonciers, Énergie Est contacte par la poste les propriétaires de terrains situés à 200 m de la ligne centrale du pipeline à convertir ou du nouveau pipeline inclus dans les tronçons à convertir (p. ex., pipeline qui contourne des installations existantes de TransCanada), ou encore, des nouveaux tronçons de la canalisation principale, des canalisations latérales et des pipelines d'interconnexion. Énergie Est avisera également les propriétaires de terrains situés à 1,5 km de toutes les stations de pompage et les autres installations.

Des trousseaux d'information ont été ou seront envoyés en français, en anglais ou dans les deux langues, accompagnés d'une lettre décrivant l'ensemble du Projet, de fiches

de renseignements et des brochures de l'ONÉ. Les fiches de renseignement et la lettre qui décrit l'ensemble du Projet ont été ou seront personnalisées en fonction des installations (tronçons de pipeline à convertir, nouveaux tronçons de pipeline, terminaux de réservoirs, terminaux maritimes et stations de pompage) et de l'emplacement (voir l'Annexe Vol 8-88 pour les exemples de lettres).

Le tableau 5-2 donne un aperçu des documents envoyés aux propriétaires fonciers.

Tableau 5-2 : Aperçu des activités et matériel de consultation

Date	Destinataires	Format	Contenu	Annexe
25 avril 2013	Propriétaires de terrains longeant les tronçons à convertir	Envoi postal	Annonce du Projet : <ul style="list-style-type: none"> • Lettre de présentation • Communiqué de presse daté du 2 avril 2013 	Vol 8-80
7 juin 2013	Propriétaires de terrains longeant les tronçons à convertir	Envoi postal	Trousse d'information sur le Projet : <ul style="list-style-type: none"> • Lettre • Fiches de renseignements • Profil de la société TransCanada • Oléoduc Énergie Est : Introduction • Fiche de renseignements sur la conversion du pipeline de TransCanada • Brochure « Votre sécurité, notre intégrité » de TransCanada • Énoncé d'engagement de TransCanada envers les parties prenantes • Énoncé d'engagement d'Énergie Est envers les parties prenantes • Brochure de l'Office national de l'énergie : Projet de pipeline ou de ligne de transport d'électricité - Ce qu'il faut savoir • Brochure de l'Office national de l'énergie : Vivre et travailler à proximité d'un pipeline : Guide du propriétaire foncier • Fiche de demande d'information 	Vol 8-818-82

Tableau 5-2 : Aperçu des activités et matériel de consultation (suite)

Date	Destinataires	Format	Contenu	Annexe
Juin 2013	Propriétaires de terrains le long des nouveaux tronçons de pipeline, des canalisations latérales et des interconnexions	Trousse remise en main propre	Trousse d'information sur le Projet : <ul style="list-style-type: none"> • Fiches de renseignements • Profil de la société TransCanada • Oléoduc Énergie Est : Introduction • Brochure « Votre sécurité, notre intégrité » de TransCanada • Énoncé d'engagement de TransCanada envers les parties prenantes • Énoncé d'engagement d'Énergie Est envers les parties prenantes • Brochure de l'Office national de l'énergie : Projet de pipeline ou de ligne de transport d'électricité - Ce qu'il faut savoir • Brochure de l'Office national de l'énergie : Vivre et travailler à proximité d'un pipeline : Guide du propriétaire foncier • Fiche de demande d'information 	Vol 8-828-81
29 juillet 2013	Propriétaires de terrains longeant les tronçons à convertir	Envoi postal	Invitation aux journées portes ouvertes : <ul style="list-style-type: none"> • Lettre (Manitoba, Saskatchewan, Ontario) • Calendrier des journées portes ouvertes (Manitoba et Saskatchewan; Ontario) 	Vol 8-83
29 juillet 2013	Propriétaires de terrains longeant les nouveaux tronçons de pipeline, les canalisations latérales et les interconnexions en Ontario et au Nouveau-Brunswick	Envoi postal	Invitation aux journées portes ouvertes : <ul style="list-style-type: none"> • Lettre (Ontario) • Calendrier des journées portes ouvertes (Ontario) • Lettre (Nouveau-Brunswick) • Calendrier des journées portes ouvertes (Nouveau-Brunswick) 	Vol 8-84
De juillet à octobre 2013 Décembre 2013	Toutes les provinces	Événements	Journées portes ouvertes (2013) : <ul style="list-style-type: none"> • Panneaux d'affichage et cartes • Fiches de renseignements sur le Projet • Documents de l'ONÉ 	Vol 9A-7
1 ^{er} août 2013	Propriétaires de terrains longeant les tronçons à convertir	Envoi postal	Résultat de l'appel de soumissions : <ul style="list-style-type: none"> • Lettre • Bulletin d'information du 1^{er} août 2013 	Vol 8-85
Janvier 2014	Tous les propriétaires fonciers	Envoi postal	Infolettre : <ul style="list-style-type: none"> • Contact communautaire, Volume 1, Numéro 1 	Vol 8-86

3.0 MISE EN ŒUVRE DU PROGRAMME DE PARTICIPATION DES COLLECTIVITÉS

Le Projet Énergie Est a été annoncé par TransCanada le 2 avril 2013, au moyen d'un communiqué de presse au sujet du lancement de l'appel de soumissions exécutoires, ce qui a entamé les activités de participation des collectivités. Le même jour, Énergie Est a lancé le site Web du Projet, de même que des numéros de téléphone et de télécopieur sans frais, et des adresses courriel.

Entre avril 2013 et avril 2014, les efforts d'Énergie Est relatifs à la participation des collectivités ont joint 490 collectivités réparties sur six provinces et ce, dans les deux langues. Les interventions auprès des collectivités comprenaient :

- plus de ~~1 120~~ 1 450 réunions, y compris plus de ~~450~~ 920 réunions avec les municipalités
- plus de 75 journées portes ouvertes auxquelles se sont inscrits plus de 6 490 participants
- plus de 1 500 appels téléphoniques reçus et traités au numéro de téléphone sans frais (environ 1 275 appels en anglais et plus de 200 en français)
- plus de 2 650 personnes inscrites sur les listes d'envoi postal et 4 650 personnes inscrites sur les listes d'envoi par courriel

Le tableau 3-1 présente un résumé des réunions tenues jusqu'en avril 2014 avec les autorités et les organismes des collectivités avoisinantes et adjacentes, les organismes d'intervention en cas d'urgence et les organisations non gouvernementales.

Tableau 3-1 : Réunions avec les parties prenantes

Province	Nombre total de réunions ¹	Nombre de réunions avec les municipalités
Alberta	6634	26
Saskatchewan	45391	8484
Manitoba	42145	4345
Ontario	433564	450354
Québec	497463	404318
Nouveau-Brunswick	455261	5294
Total	4 125 1 458	453921
Note :		
1. Comprend le nombre de réunions avec les municipalités.		

3.1 APERÇU DU PROCESSUS DE PARTICIPATION

Le tableau 3-2 fournit les renvois aux annexes pour les journaux des échanges individuels avec les collectivités qui documentent des activités spécifiques et

détaillées, de même que pour les journaux des envois postaux de masse, pour chaque province. Pour un aperçu des activités de participation, des échéanciers, de la documentation qui leur est associée et des renvois aux annexes, voir le tableau 3-3.

Tableau 3-2 : Renvois aux annexes pour les journaux des échanges avec les collectivités¹

Province	Renvoi au journal d'échange	Renvoi au journal des envois postaux de masse
Alberta	Annexe Vol 9B	Annexe Vol 9A-26
Saskatchewan	Annexe Vol 9C	Annexe Vol 9A-27
Manitoba	Annexe Vol 9D	Annexe Vol 9A-28
Ontario	Annexe Vol 9E	Annexe Vol 9A-29
Québec	Annexe Vol 9F	Annexe Vol 9A-30
Nouveau-Brunswick	Annexe Vol 9G	Annexe Vol 9A-31

Tableau 3-3 : Documentation relative au processus de participation et aperçu des activités²

Date	Groupes de parties prenantes	Outil / Méthode	Contenu	Annexe
3 avril 2013	Municipalités avoisinantes (DG) - AB, SK, MB, ON, QC, NB	Courriel ou fax	Avis concernant le Projet Oléoduc Énergie Est : Courriel Communiqué de presse daté du 2 avril 2013	Vol 9A-1
8 avril et 15 avril 2013	Municipalités avoisinantes et municipalités adjacentes (DG et maires) - AB, SK, MB, ON, QC, NB	Envoi postal	Avis concernant le Projet Oléoduc Énergie Est : Lettre Communiqué de presse daté du 2 avril 2013	Vol 9A-2
Avril 2013	Municipalités avoisinantes (DG et maires) - AB, SK, MB, ON, QC, NB	Réunions	Présentation : Aperçu du Projet	Vol 9A-3
7 juin 2013	Municipalités avoisinantes et municipalités adjacentes (DG et maires) – AB, SK, MB, ON, QC, NB ONG	Envoi postal	Trousse d'information sur le projet : Lettre Brochures et feuillets de documentation	Vol 9A-4

¹ Les efforts de participation auprès des collectivités sont documentés dans les journaux jusqu'au 18 avril 2014. Des mises à jour seront fournies tout au long du processus réglementaire.

² La documentation supplémentaire relative au processus de participation et mentionnée dans les journaux se trouve dans les annexes Vol 9A-32 à 9A-36

- Sécurité du pipeline et intégrité du système – incertitudes quant à savoir si le pipeline actuel se prête à une conversion; emplacement et fonctionnalité des vannes; incidences potentielles du transport du pétrole au lieu du gaz naturel sur l'intégrité du pipeline.
- Plan et intervention en cas d'urgence – localisation du matériel d'intervention d'urgence le long du tracé; caractéristiques de l'intervention; coordination avec les équipes locales de premiers répondants pour renforcer les capacités d'intervention en cas d'urgence.
- Nature du produit – caractéristiques du gaz naturel, du pétrole et du bitume dilué; effets du transport du pétrole sur l'utilisation des terres.
- Approvisionnement et prix du gaz naturel – effets potentiels sur l'approvisionnement en gaz naturel et son prix, notamment dans le corridor alimenté par le raccourci de North Bay.
- Tracé – passage du pipeline au milieu de collectivités, notamment dans le tronçon de l'Est de l'Ontario, et effets connexes sur l'environnement et l'utilisation des terres; méthodes de construction et échancier prévu pour la traversée de la rivière des Outaouais.
- Développement économique – débouchés d'emploi et opportunités offertes aux fournisseurs durant la construction et l'exploitation.

4.1.5 Québec

Au Québec, les activités de participation ont donné lieu à plus de ~~100~~300 rencontres avec les municipalités, 17 journées portes ouvertes qui ont attiré environ 1 480 personnes et quelque 40 rencontres avec des groupes d'intérêt, des groupes de protection de l'environnement, des fédérations locales et des groupes délégués de l'Union des producteurs agricoles (UPA), ainsi qu'avec des représentants de municipalités régionales de comté (MRC).

Énergie Est a identifié les points d'intérêt suivants durant ces activités de participation :

- Eau et environnement local – risques d'un déversement de pétrole et effets potentiels sur les sources d'eau potable et la vie des collectivités; impact du tracé sur les populations locales, les environnements naturels (terres humides et réserves écologiques), les cours d'eau et les activités (production agricole et foresterie); localisation de l'infrastructure reliée au pipeline, aux stations de pompage, aux vannes et au terminal maritime de Cacouna et effets généraux sur l'environnement, notamment sur les populations de mammifères marins.

- Trafic maritime – effets potentiels du terminal maritime de Cacouna sur le trafic maritime sur le Saint-Laurent et plus particulièrement la taille des navires et la fréquence du passage des navires de marchandises; effets potentiels sur l'espace riverain; effets potentiels sur les populations de mammifères marins, l'écosystème marin et le marché touristique de l'observation des mammifères marins.
- Démantèlement et cessation d'exploitation – responsabilité de l'entreprise au regard de l'exploitation des installations pendant la durée de vie du Projet.
- Processus de participation – mode de communication et transparence du processus de participation.
- Développement économique – avantages économiques du Projet à l'échelle locale, régionale et provinciale.

4.1.6 Nouveau-Brunswick

Les initiatives de sensibilisation déployées au Nouveau-Brunswick depuis avril 2013 comprenaient des rencontres, la distribution de documents d'information, des appels téléphoniques aux parties prenantes, des présentations aux autorités et organismes des collectivités, des présentations à des associations municipales de la province et la participation à des salons commerciaux et des congrès. Ces initiatives ont donné lieu à 11 journées portes ouvertes (auxquelles ont assisté environ 1 950 personnes) et 9 séances d'information.

Les points d'intérêt suivants ont été soulevés par les parties prenantes durant les rencontres avec les représentants municipaux et les journées portes ouvertes :

- Eau et environnement local – protection des lacs, des rivières et des bassins hydrologiques générateurs d'eau potable et effets potentiels d'un déversement de pétrole sur ces sources d'eau potable.
- Localisation des installations – taille et emplacement du terminal de réservoirs à Saint John, près des chemins Anthony's Cove Road et Red Head Road; effets potentiels des émissions en provenance des installations; effets potentiels des installations sur la sécurité et l'eau de puits; effets potentiels sur la valeur foncière des terrains détenus par les résidents situés à proximité.
- Trafic maritime – effets potentiels du terminal maritime de Saint John sur les couloirs de navigation de la Baie de Fundy; effets potentiels du trafic maritime sur les collectivités de pêcheurs et les lieux de pêche locaux, la baleine franche de l'Atlantique du Nord, l'écosystème marin et l'industrie touristique qui y est reliée (pêche en haute mer et observation des baleines); effets potentiels d'un déversement de pétrole sur l'écosystème marin, les lieux de pêche, les baleines et les activités touristiques connexes.

Tableau 4-1 : Résumé des préoccupations et des réponses – Alberta

Enjeu/Intérêt	Partie prenante	N° de registre	Résumé de la réponse	Renvoi
Aménagement paysager des terres adjacentes au terminal de réservoirs de Hardisty	Ville de Hardisty	127373	Énergie Est défrichera uniquement la végétation des zones nécessaires à l'implantation du Projet. L'aménagement paysager des terres adjacentes au terminal de réservoirs de Hardisty fera l'objet de discussions avec la collectivité dans le cadre des activités de participation en cours.	S.O.
Bruit	Ville de Hardisty	127373	Des évaluations du bruit seront réalisées et des mesures d'atténuation mises en œuvre, le cas échéant, pour assurer la conformité aux normes applicables. Voici certaines des mesures d'atténuation proposées : <ul style="list-style-type: none"> • isolation phonique des canalisations et de l'équipement; • enclos acoustique; • bermes ou murs anti-bruit. Les effets potentiels du bruit émanant des stations de pompage ont été évalués dans l'ÉES, volume 2, partie D, section 3. Cette section présente également les mesures d'atténuation proposées pour réduire les effets du bruit.	ÉES, volume 2, partie D, section 3
Éclairage	Ville de Hardisty	127373	Pour les mesures d'atténuation destinées à réduire les effets potentiels de l'éclairage des installations dans le terminal de réservoirs, voir l'ÉES, volume 3, partie A, section 10. Voici certaines mesures d'atténuation proposées : <ul style="list-style-type: none"> • Placer les luminaires à des endroits de manière à optimiser l'éclairage requis par le personnel de l'exploitation et de l'entretien et à réduire la pollution lumineuse qui pourrait gagner les propriétés et les structures adjacentes. • Choisir un éclairage de cour extérieure qui réduit le plus possible les lumières inutiles ou parasites (p. ex. éviter de diriger les lumières vers le haut ou au-dessus de l'horizontale ou directement au niveau des yeux des observateurs pour ne pas provoquer d'éblouissement). • Les lumières doivent être tamisées, dirigées vers le bas et dotées de minuteriers. Cette stratégie d'éclairage réduirait les émissions lumineuses ambiantes au-delà du complexe du terminal de réservoirs de Hardisty durant les activités d'exploitation. • Éviter d'éclairer les lieux en l'absence d'activité et régler le niveau d'éclairage. • Installer des systèmes d'éclairage centralisés permettant un réglage sélectif des lumières. • Limiter l'utilisation de projecteurs et diriger les faisceaux vers le bas. • Éclairer les enseignes extérieures du haut vers le bas. 	ÉES, volume 3, partie A, section 10

Tableau 4-1 : Résumé des préoccupations et des réponses – Alberta (suite)

Enjeu/Intérêt	Partie prenante	N° de registre	Résumé de la réponse	Renvoi
Éclairage (suite)			<ul style="list-style-type: none"> • Installer l'éclairage de sécurité nécessaire pour assurer un environnement de travail efficace et sans risque, mais limiter son utilisation aux lieux et aux moments requis pour éviter les émissions lumineuses. Énergie Est étudiera les motifs de préoccupation de la ville et les mesures d'atténuation proposées dans le cadre des activités de participation de la collectivité.	
Pollution par la poussière	Ville de Hardisty	127373	Dans le cas où les activités de construction ou d'exploitation produiraient des poussières dangereuses ou irritantes pour les résidents voisins, Énergie Est réduira les poussières présentes dans les voies d'accès en y appliquant du carbonate de calcium (ou son équivalent) ou en les aspergeant d'eau. Ces mesures figureront dans le Plan de protection de l'environnement (PPE) du volume 8 de l'ÉES.	ÉES, volume 8
Intervention et procédures en cas d'urgence	Ville de Hardisty	127373	<p>L'équipe d'intervention en cas d'urgence d'Énergie Est a pris contact avec les organismes de premiers secours établis le long du corridor du pipeline et leur enverra en temps voulu une trousse d'information générale sur les procédures de sécurité à suivre. L'équipe a commencé à planifier les consultations et les séances de formation qu'elle organisera à l'attention des collectivités qui résident le long du corridor du pipeline.</p> <p>Une fois le pipeline opérationnel, Énergie Est mettra en œuvre le programme de gestion de l'intégrité (PGI) de pipelines de TransCanada. Ce programme permanent garantira un entretien préventif à intervalles réguliers et permettra d'actionner des systèmes de détection de fuites multiples et successifs pour assurer que, dans le cas improbable d'une fuite, TransCanada localisera et remédiera immédiatement à la situation. TransCanada a recours à un système de détection des fuites ultra-perfectionné qui permet d'isoler n'importe quelle section de la canalisation en déclenchant à distance la fermeture des vannes et l'arrêt des stations de pompage. Grâce à ce système et au personnel hautement compétent qui le surveille jour et nuit, le pipeline cessera de fonctionner au premier signe de défaillance. Le programme de gestion de l'intégrité du pipeline prévoit également des inspections visuelles du tracé par le personnel de TransCanada et des inspections aériennes par TransCanada et ses partenaires de l'industrie. Par ailleurs, TransCanada a aussi mis en place un programme de sensibilisation exhaustif qui renseigne les propriétaires sur les signes de fuite et les encourage à communiquer avec la société s'ils pensent être en présence d'un tel problème.</p>	Volume 7, sections 4 et 6

Tableau 4-1 : Résumé des préoccupations et des réponses – Alberta (suite)

Enjeu/Intérêt	Partie prenante	N° de registre	Résumé de la réponse	Renvoi
			Dans le cas improbable d'une fuite, TransCanada lancera son plan d'intervention en cas d'urgence pour réduire en grande partie les effets que l'incident pourrait avoir sur l'environnement. La section défectueuse de la canalisation serait immédiatement isolée en fermant les stations de pompes et les vannes situées en amont et en aval du point de rupture-infrastructures touchées et des équipes d'intervention en cas d'urgence (locales et de TransCanada) seraient dépêchées sur les lieux pour confiner et nettoyer le déversement.	

Tableau 4-2 : Résumé des préoccupations et des réponses – Saskatchewan

Enjeu/Intérêt	Partie prenante	N° de registre	Solutions proposées	Référence
Effets des activités de construction sur l'utilisation des routes dans la municipalité rurale de Maryfield	MR de Maryfield	177704	Les équipes de participation des collectivités et des propriétaires fonciers d'Énergie Est devront négocier une entente relative à l'utilisation des routes avant le lancement des activités de construction. Le trafic routier dû à la construction sera conforme aux règlements relatifs à la sécurité et la fermeture des routes. Ces mesures figureront dans le PPE (volume 8 de l'ÉES).	ÉES, volume 8
Effets de la conversion sur l'approvisionnement et les prix du gaz naturel	Ville de Whitewood	163405	Le Projet ne devrait pas entraîner une hausse du prix du gaz naturel. La capacité de transport de gaz naturel devrait être suffisante pour les marchés de gaz naturel.	S.O.

Tableau 4-3 : Résumé des préoccupations et des réponses – Manitoba

Enjeu/Intérêt	Partie prenante	N° de registre	Solutions proposées	Référence
Plan d'intervention en cas d'urgence (transport de pétrole)	Ville de Winnipeg, Water and Waste Department (service de la gestion de l'eau et des déchets)	163017	L'équipe d'intervention en cas d'urgence d'Énergie Est a entamé des pourparlers avec les organismes de premiers secours en place le long du corridor du pipeline et leur enverra une trousse d'information générale sur les procédures de sécurité à suivre. L'équipe a commencé à planifier les consultations et les séances de formation qu'elle organisera à l'attention des collectivités qui résident le long du corridor du pipeline.	ÉES, volume 7, sections 4 et 6

Tableau 4-3 : Résumé des préoccupations et des réponses – Manitoba (suite)

Enjeu/Intérêt	Partie prenante	N° de registre	Solutions proposées	Référence
Intervention en cas d'urgence (suite)	MR de Langford	168895	<p>Une fois le pipeline opérationnel, Énergie Est mettra en œuvre le programme de gestion de l'intégrité (PGI) de pipelines de TransCanada. Ce programme permanent garantira un entretien préventif à intervalles réguliers et permettra d'actionner des systèmes de détection de fuites multiples et successifs pour assurer que, dans le cas improbable d'une fuite, TransCanada localisera et remédiera immédiatement à la situation. TransCanada a recours à un système de détection des fuites ultra-perfectionné qui permet d'isoler n'importe quelle section de la canalisation en déclenchant à distance la fermeture des vannes et l'arrêt des stations de pompage. Grâce à ce système et au personnel hautement compétent qui le surveille jour et nuit, le pipeline cessera de fonctionner au premier signe de défaillance. Le programme de gestion de l'intégrité du pipeline prévoit également des inspections visuelles du tracé par le personnel de TransCanada et des inspections aériennes par TransCanada et ses partenaires de l'industrie. Par ailleurs, TransCanada a mis en place un programme de sensibilisation exhaustif qui renseigne les propriétaires sur les signes de fuite et les encourage à communiquer avec la société s'ils pensent être en présence d'un tel problème. Dans le cas improbable d'une fuite, TransCanada lancera son plan d'intervention en cas d'urgence pour réduire en grande partie les effets que l'incident pourrait avoir sur l'environnement. La section défectueuse de la canalisation serait immédiatement isolée en fermant les <u>stations de pompes et vannes situées en amont et en aval du point de rupture infrastructures touchées</u> et des équipes d'intervention en cas d'urgence (locales et de TransCanada) seraient dépêchées sur les lieux pour confiner et nettoyer le déversement.</p>	

Tableau 4-3 : Résumé des préoccupations et des réponses – Manitoba (suite)

Enjeu/Intérêt	Partie prenante	N° de registre	Solutions proposées	Référence
Effets potentiels du projet sur l'aqueduc de Winnipeg	Ville de Winnipeg, Water and Waste Department (service de la gestion de l'eau et des déchets)	163017	Le Projet au Manitoba comporte principalement des travaux de conversion. La conversion d'un gazoduc existant de 3 000 km en un oléoduc, plutôt que la construction d'un nouvel oléoduc pour ce tronçon, réduit l'empreinte dans la zone de développement à quelque 450 ha, alors qu'elle s'étendrait sur environ 18 000 ha dans le cas d'un nouvel oléoduc, en plus d'atténuer les éventuels effets néfastes sur la faune et l'habitat faunique, le poisson et l'habitat du poisson, la végétation et les terres humides, les sols, les propriétaires fonciers, les communautés des Premières Nations et des Métis et les autres utilisateurs des terrains. Les effets éventuels du volet de conversion du Projet au Manitoba sur l'environnement sont liés à la construction et à l'aménagement de nouvelles installations (stations de pompage, vannes et voies d'accès permanentes connexes) ainsi qu'au remplacement des franchissements de cours d'eau à la rivière Assiniboine. Ces effets, de même que les mesures d'atténuation proposées pour réduire les effets éventuels, ont été évalués dans le cadre de l'évaluation environnementale et socioéconomique (ÉES : volume 2, partie B).	ÉES, volume 2, partie B, ÉES, volume 6
Effets potentiels du Projet sur l'aquifère du delta de la rivière Assiniboine	MR de Langford	168895	<p>Les effets éventuels d'un déversement sur les ressources en eau ont également été évalués dans le cadre de l'évaluation environnementale et socioéconomique du Projet et sont présentés à la section Accidents et défaillances (ÉES : volume 6). Ce volume présente différents scénarios de déversement et une évaluation des effets sur les zones écologiques sensibles. Il présente aussi un aperçu du plan d'intervention en cas d'urgence et des techniques d'atténuation des déversements. Pour plus d'informations sur le plan d'intervention en cas d'urgence, voir le volume 7 de la demande. Énergie Est passera en revue l'évaluation des effets et les mesures d'atténuation proposées avec les communautés qui ont exprimé leurs préoccupations quant aux effets sur l'environnement.</p>	

Tableau 4-3 : Résumé des préoccupations et des réponses – Manitoba (suite)

Enjeu/Intérêt	Partie prenante	N° de registre	Solutions proposées	Référence
Sécurité du pipeline de pétrole brut	Ville de Sainte- Anne	182521	<p>La sécurité de nos pipelines est évaluée par rapport à l'intégrité que lui confèrent les normes de construction et le programme d'entretien qui permet d'exercer une étroite surveillance sur son fonctionnement.</p> <p>L'intégrité du pipeline est assurée par :</p> <ul style="list-style-type: none"> • des normes de construction qui intègrent conception, conformité aux règlements et contrôle rigoureux de la qualité; • la qualité des matériaux utilisés dès la production brute et tout au long des étapes de la fabrication; • les conditions d'exploitation du pipeline et la présence de dispositifs adéquats pour surveiller les événements inhabituels; • des activités d'entretien coordonnées, régulières et efficaces. <p>Une fois en service, le pipeline fera l'objet d'un programme d'entretien axé sur les mesures et les activités d'entretien suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> • évaluation des revêtements (inspections internes et excavations sur place visant à vérifier le bon état du revêtement); • protection cathodique (vérification et réparation de l'intérieur des canalisations); • détection des fuites (mesures de pression, surveillance par le centre de contrôle, évaluation directe, inspections internes visant à détecter les anomalies acoustiques); • activités régulières de surveillance aérienne; • inspections internes (surveillance des menaces internes et externes); • évaluations géotechniques et entretien programmé des canalisations (réparation des revêtements, sectionnements, nouvel enduisage, pose de manchons pression). 	ÉES, volume 7, sections 2, 3 et 5

Tableau 4-3 : Résumé des préoccupations et des réponses – Manitoba (suite)

Enjeu/Intérêt	Partie prenante	N° de registre	Solutions proposées	Référence
Avantages économiques	Ville de Sainte- Anne	182521	<p>TransCanada a demandé une étude sur les avantages économiques du Projet pour déterminer quelles retombées il pourrait avoir dans les provinces que traverse le pipeline. Voici les données recueillies pour le Manitoba :</p> <ul style="list-style-type: none"> • création directe, indirecte ou induite d'emplois à temps plein durant l'implantation, la construction et l'exploitation; • hausse du PIB au Manitoba; • hausse des revenus fiscaux de la province; • possibilités d'investissements communautaires dans les initiatives locales. 	

Tableau 4-4 : Résumé des préoccupations et des réponses – Ontario

Enjeu/Intérêt	Partie prenante	N° de registre	Solutions proposées	Référence
Effets d'un déversement pétrolier sur les principaux franchissements d'eau et sources d'eau de surface et souterraines et risques subséquents pour l'environnement et la consommation d'eau potable	Ville de Kenora	108523	<p>Énergie Est intégrera des caractéristiques de conception éprouvées et un programme de gestion de l'intégrité pour assurer une exploitation sécuritaire dans les zones situées à proximité de ressources d'eau importantes. Voici les principales caractéristiques de ce programme :</p> <ul style="list-style-type: none"> • dispositif de confinement secondaire dans les stations de pompage et les terminaux de réservoirs; • pose de vannes destinées à protéger les lacs, les rivières et les sources d'eau potable; • surveillance des opérations et patrouilles des canalisations chargées de déceler les problèmes potentiels le long du pipeline; • détection des fuites et surveillance du pipeline. 	ÉES, volume 6, <i>Accidents et défaillances</i>
	Canton de North-Dundas	109297		
	Canton de Red Rock	107249		
Rivière de Winnipeg et son bassin hydrologique	Ville de Kenora - Lake of the Woods District Property Owners Association (association des propriétaires du district Lake of the Woods)	166018		
	Ville de Kenora	108523		

Tableau 4-4 : Résumé des préoccupations et des réponses – Ontario (suite)

Enjeu/Intérêt	Partie prenante	N° de registre	Solutions proposées	Référence
Source d'eau de la municipalité de North Bay en provenance du bassin hydrologique de Trout Lake	Ville de North Bay	107585 145512	<p>Pour l'évaluation des effets potentiels d'un déversement pétrolier sur l'environnement, voir la section <i>Accidents et défaillances</i>, au volume 6 de l'ÉES.</p> <p>Cette section comprend une évaluation des risques préparée à partir d'un historique des incidents et donne une estimation des risques et des volumes potentiels de déversements à partir des paramètres conceptuels et opérationnels en place. Elle aborde également les points suivants : description des caractéristiques du pétrole brut, devenir des substances relâchées dans l'environnement, effets potentiels d'un déversement sur l'environnement, scénarios de déversement et évaluation des effets sur les zones écologiques sensibles. La section décrit en outre le plan d'intervention en cas d'urgence et les techniques d'atténuation des déversements et compare les divers moyens de transport du pétrole brut, y compris par train. Pour plus d'informations sur le plan d'intervention en cas d'urgence, voir le volume 7 de la Demande.</p> <p>Énergie Est révisera l'évaluation des effets du Projet et les mesures d'atténuation proposées, et continuera de communiquer l'information avec les collectivités ayant exprimé des préoccupations quant aux effets du Projet sur l'environnement.</p>	S.O.
	Ville de North Bay - Trout Lake Conservation Association (association pour la préservation de Trout Lake)	170480 178696		
Lees Creek (cours d'eau qui se jette dans la baie Delany, source d'eau potable pour North Bay).	Ville de North Bay	145512 173540		
Sources d'eau et puits peu profonds	Municipalité de Greenstone	108549		
Lac Wabigoon	Ville de Dryden	108483		
Zone de protection des têtes de puits de Winchester	Canton de North Dundas	190084		
Aquifère de Nepean-Oxford, source d'alimentation des puits municipaux et privés du Village de Merrickville-Wolford.	Village de Merrickville-Wolford	198093		
Système de la Rivière Rideau et du canal Rideau	Village de Merrickville-Wolford	198093		
Aquifères du quartier Richmond (à Ottawa)	Ville d'Ottawa – Richmond Village Association	156208		

Tableau 4-4 : Résumé des préoccupations et des réponses – Ontario (suite)

Enjeu/Intérêt	Partie prenante	N° de registre	Solutions proposées	Référence
Effets de la construction du pipeline sur l'eau souterraine et les puits peu profonds.	Canton de Nipigon	107119	Les effets potentiels de la construction et de l'exploitation du Projet sur la qualité et la quantité de l'eau souterraine et des puits peu profonds sont évalués dans les sections de l'ÉES consacrées aux ressources en eau de surface et en eau souterraine.	ÉES, volume 2, partie B, sections 4 et 5
Effets du dynamitage (nécessaire à la construction du pipeline) sur la qualité de l'eau des puits peu profonds	Municipalité de Machin	108014	Les mesures d'atténuation proposées sont conformes aux pratiques de l'industrie et reconnues par les organismes de réglementation. Durant la construction du pipeline et des installations, TransCanada dépêchera des inspecteurs en environnement sur place pour assurer la conformité des activités aux engagements réglementaires et aux mesures d'atténuation selon ce qui est indiqué dans le PPE (volume 8 de l'ÉES). Énergie Est proposera aux propriétaires de puits situés dans un rayon de 200 m de la ZIP (ou de 500 m de l'emplacement de la ZIP où aura lieu un dynamitage) de participer à un programme de surveillance des puits de captage. Énergie Est se conformera à ses mesures de gestion de l'eau et à son plan de surveillance post-construction présentés dans son PPE (volume 8 de l'ÉES). Énergie Est passera en revue l'évaluation des effets et les mesures d'atténuation proposées avec les parties prenantes qui ont exprimé leurs préoccupations quant aux effets environnementaux tels que les effets sur la qualité de l'eau.	ÉES, volume 8
<u>Impact de la protection cathodique sur l'aqueduc municipal adjacent</u>	<u>Canton de nord de Dundas</u>	<u>109297</u>	<u>Il n'y a pas de risque à ce que la canalisation principale d'eau entreposé cause un déchargement électrique puisque dans le cadre de la conception, le système de protection cathodique (PC) utilise un bas niveau de courant électrique. Les standards du programme d'entretien continu de TransCanada les systèmes de PC sont évalués pour l'efficacité et réparation ou mise à niveau selon les besoins.</u>	<u>S.O.</u>
Risque de glissement ou d'affaissement de terrain le long des franchissements de rivière	Canton de Nipigon	107119	Un affaissement et glissement de terrain a été signalé dans la zone où le pipeline traverse la rivière. Énergie Est a avisé le canton de Nipigon que le franchissement présentait un « risque modéré », selon les ingénieurs du Projet (en ce qu'il se situe en aval d'un barrage), et qu'aucun ouvrage additionnel ne sera nécessaire à cet emplacement aux fins du Projet. Les problèmes	S.O.

Tableau 4-4 : Résumé des préoccupations et des réponses – Ontario (suite)

Enjeu/Intérêt	Partie prenante	N° de registre	Solutions proposées	Référence
Risque de glissement ou d'affaissement de terrain le long des franchissements de rivière (suite)			antérieurs signalés à propos du franchissement ont été réglés au moyen d'un enrochement de protection. Le suivi des mouvements de pentes indique que la situation a très peu évolué au cours des douze dernières années. Par ailleurs, la zone réparée ne présente aucun signe d'instabilité. Énergie Est a retenu les services d'un consultant pour réaliser une évaluation des risques géologiques et hydrotechniques. Les résultats de ces évaluations permettront de modifier la conception du pipeline, s'il y a lieu, en vue de réduire les risques de glissement et d'affaissement de terrain aux franchissements de rivière. Énergie Est continuera de communiquer aux représentants du canton l'information dont elle disposera à ce sujet.	
Mesures de sécurité et d'intervention à proximité des franchissements de cours d'eau	Ville de North Bay	145512 173540	<p>De nouvelles vannes d'arrêt seront installées :</p> <ul style="list-style-type: none"> • dans toutes les stations de pompage pour faciliter l'isolement de la canalisation principale et faire dériver le débit dans la station de pompage; • en amont et en aval de certains franchissements de cours d'eau et autres emplacements jugés écosensibles d'après une analyse des effets potentiels; • dans d'autres emplacements qui pourraient faciliter les opérations. <p>L'emplacement des vannes sera confirmé au stade de la conception détaillée. Il sera choisi de manière à faciliter l'actionnement des vannes et atténuer les effets sur l'esthétique générale des lieux.</p> <p>Parallèlement à ces pratiques de sécurité, Énergie Est s'est dotée d'un plan d'intervention en cas d'urgence exhaustif pour assurer la protection des propriétaires des terrains, des collectivités, des organismes d'intervention d'urgence et des employés tout en minimisant les effets potentiels d'une situation d'urgence. <u>Le plan d'intervention en cas d'urgence sera élaboré avec les organismes de service d'urgence et les communautés autochtones et sera transmis à l'ONÉ et transport Canada avant les opérations et respectera ou dépassera les normes d'admissibilité.</u></p>	Volume 7, sections <u>4</u> et <u>6</u>

Tableau 4-4 : Résumé des préoccupations et des réponses – Ontario (suite)

Enjeu/Intérêt	Partie prenante	N° de registre	Solutions proposées	Référer
sque d'activité sismique dans la région	Canton de Horton	109048	Énergie Est a engagé un consultant pour réaliser une étude des risques géologiques et évaluer les possibilités d'activité sismique susceptible de se produire le long du tracé du nouveau pipeline. Énergie Est continuera de communiquer aux représentants du canton l'information dont elle disposera à ce sujet.	S.O.
Sécurité et intégrité du pipeline	Municipalité de Greenstone	108549	<p>La sécurité de nos pipelines est évaluée par rapport à l'intégrité que lui confèrent les normes de construction et le programme d'entretien qui permet d'exercer une étroite surveillance sur son fonctionnement. L'intégrité du pipeline est assurée par :</p> <ul style="list-style-type: none"> • des normes de construction qui intègrent conception, conformité aux règlements et contrôle rigoureux de la qualité; • la qualité des matériaux utilisés dès la production brute et tout au long des étapes de la fabrication; • les conditions d'exploitation du pipeline et la présence de dispositifs adéquats pour surveiller les événements inhabituels; • des activités d'entretien coordonnées, régulières et efficaces. <p>Une fois en service, le pipeline fera l'objet d'un programme d'entretien axé sur les mesures et les activités d'entretien suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> • évaluation des revêtements (inspections internes et excavations sur place visant à vérifier le bon état du revêtement); • protection cathodique (vérification et réparation de l'intérieur des canalisations); • détection des fuites (mesures de pression, surveillance par le centre de contrôle, évaluation directe, inspections internes visant à détecter les anomalies acoustiques); • activités régulières de surveillance aérienne; • inspections internes (surveillance des menaces internes et externes); • évaluations géotechniques; • entretien programmé des canalisations (réparation des revêtements, sectionnements, nouvel enduisage, pose de manchons pression). 	Volume 7, Sections 2,3 et 5

Tableau 4-4 : Résumé des préoccupations et des réponses – Ontario (suite)

Enjeu/Intérêt	Partie prenante	N° de registre	Solutions proposées	Référence
Impact d'une rupture d'une canalisation de gazoduc sur les pipelines adjacents	Municipalité de Greenstone	108549	En cas de rupture d'une canalisation de gazoduc, l'équipe d'intervention d'urgence calculera la distance entre la canalisation défectueuse et le tronçon d'oléoduc adjacent pour déterminer s'il faut ou non fermer ce dernier. Si une fermeture n'est pas requise dans l'immédiat, le centre de contrôle surveillera de près tout changement de pression qui pourrait se produire dans l'oléoduc. Des techniciens seraient immédiatement dépêchés sur les lieux pour évaluer les dommages et les signaler à l'équipe d'intervention. Tout dommage à l'oléoduc signalé dans leur rapport donnerait lieu à sa fermeture. Les mesures d'intervention en cas d'urgence et de déversement sont décrites au volume 7, section 4.	Volume 7, sections 4 et 6

Tableau 4-5 : Résumé des préoccupations et des réponses – Québec

Enjeu/Intérêt	Partie prenante	N° de registre	Solutions proposées	Référence
Coordination des responsabilités de la municipalité et des responsabilités d'Énergie Est avant le début de la construction	MRC de Vaudreuil-Soulanges	190483	Énergie Est s'emploie actuellement à rassembler toutes les données reliées aux demandes de la MRC. Des rencontres ont lieu pour échanger l'information et suivre l'évolution du Projet.	S.O.
Acceptabilité sociale du Projet dans la région	Cacouna (Commission régionale)	171309	Dans le cadre de son programme de participation, Énergie Est s'emploie à mieux faire connaître le Projet et ses effets potentiels (impacts et avantages) pour encourager les échanges et le dialogue. L'équipe de Projet a déjà mobilisé les parties prenantes de 491 collectivités résidant en bordure du corridor du pipeline. Au 28 juillet 2014, les initiatives de consultation avaient donné lieu à 82 journées portes ouvertes en Alberta, en Saskatchewan, au Manitoba, en Ontario, au Québec et au Nouveau-Brunswick, ainsi qu'à des rencontres avec des maires, des conseillers et des représentants d'organismes concernés établis le long du tracé. Les contacts ont également pris la forme d'appels téléphoniques, de courriels et de visites du site Web d'Énergie Est. Les activités de participation se poursuivront pendant toute la durée de vie du Projet. Une nouvelle série de journées portes ouvertes a débuté à la mi-août 2014.	S.O.

Tableau 4-5 : Résumé des préoccupations et des réponses – Québec

Enjeu/Intérêt	Partie prenante	N° de registre	Solutions proposées	Référence
Insuffisance des consultations publiques	Municipalité de L'Islet	177473		
Effets sur les plans de développement et proximité de l'emprise avec les habitations existantes	MRC de Vaudreuil-Soulanges	190483	<p>Le tracé du Projet a été établi en fonction de certains critères et a ensuite été validé par les spécialistes et les consultants de TransCanada. Ces critères représentent les pratiques exemplaires qu'adopte l'industrie pour déterminer le tracé des pipelines de transport tout en alliant faisabilité, exigences de construction et plans d'exploitation. Les critères qui ont dicté le choix du tracé sont les suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> • minimiser l'empreinte environnementale et socioéconomique globale et faire en sorte que la construction et l'exploitation des installations soit économique; • dans la mesure du possible, aménager les installations parallèlement aux infrastructures en place pour réduire la superficie de la nouvelle emprise et des aires de travail temporaires et réduire les effets potentiels sur les ressources environnementales (p.ex. peuplement de plantes indigènes et habitat faunique) et sur les activités agricoles; considérer et éviter les zones écosensibles (terres humides, zones riveraines et franchissements de cours d'eau); • éviter les terrains instables et les sols problématiques; • éviter les zones qui abritent des espèces fauniques et végétales désignées par les gouvernements fédéral et provincial (habitats d'espèces préoccupantes, espèces désignées comme espèces en péril, espèces et habitats menacés selon le Comité sur la situation des espèces en péril (COSEPAC) ou la <i>Loi sur les espèces en péril</i>); • éviter les terres à statut spécifique, tels que les parcs, les aires protégées, les cimetières et les lieux historiques; • éviter les concentrations de résidences rurales ou d'habitations urbaines; • éviter les zones d'importance culturelle connue pour les Premières Nations et les Métis. <p>Énergie Est souhaite s'engager activement auprès de ces collectivités pour comprendre les intérêts et les enjeux qui leur tiennent à cœur. Énergie Est étudiera avec le plus grand soin les préoccupations</p>	S.O. Volume 4, section 2.2
	Sainte-Anne-des-Plaines	168535		
	Ville de Cap-Santé	126468		
	Cacouna (municipalité)	177155		
	Lanoraie	139752		
	Municipalité de Cacouna	177155		
	MRC de Vaudreuil-Soulanges	190483		
	Municipalité de Saint-Eusèbe	186614		
Sainte-Anne-des-Plaines	155905 185445			

Enjeu/Intérêt	Partie prenante	N° de registre	Solutions proposées	Référence
			suscitées par le tracé du pipeline dans le cadre de ses initiatives de participation.	

Tableau 4-5 : Résumé des préoccupations et des réponses – Québec (suite)

Enjeu/Intérêt	Partie prenante	N° de registre	Solutions proposées	Référence
Avantages économiques pour la collectivité	Berthierville	119925	TransCanada a demandé une étude sur les avantages économiques du Projet pour déterminer quelles retombées il pourrait avoir dans les provinces que traverse le pipeline.	S.O.
Avantages économiques pour la collectivité et la région	MRC de Témiscouata	133420	Voici les données recueillies pour le Québec : <ul style="list-style-type: none"> • création directe, indirecte ou induite d'emplois à temps plein durant l'implantation, la construction et l'exploitation; • hausse du PIB au Québec (durée de vie); • hausse des revenus fiscaux de la province; • possibilités d'investissements communautaires dans les initiatives locales. 	
Imputabilité financière d'Énergie Est en cas de déversement	Lanoraie	198393	Énergie Est TransCanada sera seule responsable de la gestion va prendre responsabilité de gérer une intervention en cas de déversements <u>sur le système du pipeline</u> et défraiera les coûts nécessaires pour remédier aux dommages environnementaux ou matériels qui seraient causés par un déversement provenant de ses infrastructures. Les lois exigent que TransCanada assume l'entière responsabilité de la gestion des déversements et qu'elle défraie les coûts des dommages résultant de déversements, d'accidents ou de défaillances dont elle est la cause. TransCanada a souscrit une assurance responsabilité civile générale couvrant les incidents comme les fuites de pipeline qui pourraient léser des tierces parties.	S.O. <u>Volume 3, section 4.3</u>
	MRC de Kamouraska	170441		
Délai à communiquer l'information sur le projet	MRC de Kamouraska	170441	Énergie Est a noté cette observation et s'emploiera désormais à fournir l'information en temps opportun. Activités de participation en cours à l'égard de cette collectivité.	S.O.

Tableau 4-5 : Résumé des préoccupations et des réponses – Québec (suite)

Enjeu/Intérêt	Partie prenante	N° de registre	Solutions proposées	Référence
Effets du projet sur les terres et les activités agricoles	Cap-Saint-Ignace	191387	<p>Les rencontres se poursuivent pour échanger l'information disponible et faire le point sur le Projet. <u>Pour une évaluation des effets potentiels des activités sur les terres cultivées et agricoles du Projet, voir Volume 2, section sur les sols et terrain et Volume 3 de l'ÉES, section sur l'occupation humaine et utilisation des ressources.</u></p> <p><u>L'ÉES décrit également les mesures d'atténuation relatives pour réduire les effets potentiels sur le sol et terrain tel que :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ● <u>Un préavis aux propriétaires et utilisateurs des terres sur l'horaire des activités du secteur de la construction</u> ● <u>Une rangée de terre adéquate afin de faciliter la remise de l'emprise</u> ● <u>Une remise complète de toutes les terres agricoles perturbées après la construction</u> <p>Pour une évaluation des effets potentiels de la construction et de l'exploitation du Projet sur l'environnement, voir l'ÉES. L'évaluation des effets potentiels portait sur les composantes biophysiques et socioéconomiques suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Environnement atmosphérique ● Environnement acoustique ● Ressources en eau de surface ● Ressources en eau souterraine ● Poisson et habitat du poisson ● Sols et terrain ● Végétation et terres humides ● Faune et habitat faunique ● Occupation du territoire et utilisation des ressources ● Ressources patrimoniales ● Ressources paléontologiques ● Usage des terres et des ressources à des fins traditionnelles ● Emploi et économie ● Infrastructure et services ● Bien-être social et culturel ● <u>Santé humaine et esthétique visuelle</u> 	<p>ÉES : <u>Volume 2</u> <u>partie D</u></p> <p>ÉES : <u>Volume 3</u> <u>partie D</u></p>
	MRC de Montcalm	159258		
	MRC de Vaudreuil-Soulanges	180041		

Enjeu/Intérêt	Partie prenante	N° de registre	Solutions proposées	Référence
			<ul style="list-style-type: none"> - L'ÉES décrit également les mesures d'atténuation relatives aux effets de chacune de ces composantes valorisées. Énergie Est révisera l'évaluation des effets et les mesures d'atténuation proposées aux municipalités qui ont exprimé leurs inquiétudes quant aux effets sur l'environnement. 	
Effets de la construction	MRC de Vaudreuil-Soulanges	180041	<p><u>Les rencontres se poursuivent pour échanger l'information disponible et faire le point sur le Projet. Pour une évaluation des effets potentiels de la construction et de l'exploitation du Projet sur l'environnement, voir l'ÉES. L'évaluation des effets potentiels portait sur les composantes biophysiques et socioéconomiques suivantes :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • <u>Environnement atmosphérique</u> • <u>Environnement acoustique</u> • <u>Ressources en eau de surface</u> • <u>Ressources en eau souterraine</u> • <u>Poisson et habitat du poisson</u> • <u>Sols et terrain</u> • <u>Végétation et terres humides</u> • <u>Faune et habitat faunique</u> • <u>Occupation du territoire et utilisation des ressources</u> • <u>Ressources patrimoniales</u> • <u>Ressources paléontologiques</u> • <u>Usage des terres et des ressources à des fins traditionnelles</u> • <u>Emploi et économie</u> • <u>Infrastructure et services</u> • <u>Bien-être social et culturel</u> • <u>Santé humaine et esthétique visuelle</u> <p><u>L'ÉES décrit également les mesures d'atténuation relatives aux effets de chacune de ces composantes valorisées. Énergie Est révisera l'évaluation des effets et les mesures d'atténuation proposées aux municipalités qui ont exprimé leurs inquiétudes quant aux effets sur l'environnement. Énergie Est aura aussi des inspecteurs environnementaux sur le site durant la construction et installation du pipeline afin de surveiller les activités pour conformité avec les engagements réglementaires et les mesures d'atténuation tel que souligné dans le EPP (ÉES Volume 8).</u></p>	<p><u>ÉES : Volume 8</u></p>
Construction du pipeline	MRC de Vaudreuil-Soulanges	190483		
Protection de l'environnement	Lanoraie	198393		
	MRC de Vaudreuil-Soulanges	180041		
Protection de l'environnement (suite)				

Enjeu/Intérêt	Partie prenante	N° de registre	Solutions proposées	Référence
Effets sur les terres boisées	MRC de Témiscouata	171222	<p><u>Pour l'évaluation des effets potentiels sur les terres boisées associées au Projet de construction et opérations voir l'ÉES volume 2 section sur la végétation et terres humides et volume 3 sections sur l'occupation humaine et l'utilisation des ressources. L'ÉES décrit également les mesures d'atténuation relatives aux effets potentiels sur les terres boisées tel que :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • <u>Réduire au maximum les empreintes lorsque cela est possible</u> • <u>Remise en état des forêts perturbées dans l'espace de travail temporaire et zones de travail supplémentaires</u> <p><u>Énergie Est revisera les effets sur l'évaluation et les mesures d'atténuation avec les communautés ayant exprimées leurs inquiétudes à l'égard des effets environnementaux.</u></p>	<p><u>ÉES : Volume 2, partie D</u> <u>ÉES : Volume 3, partie D</u></p>
	MRC les Moulins	116601		
	Saint-Sulpice	180549		

Enjeu/Intérêt	Partie prenante	N° de registre	Solutions proposées	Référence
Éclairage des installations	Cacouna (municipalité)	177155	<p>Pour les mesures d'atténuation destinées à réduire les effets potentiels de l'éclairage des installations au terminal maritime et au terminal de réservoirs de Cacouna, voir l'ÉES, volume 4, partie A, section 20. Voici certaines des mesures d'atténuation proposées :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Placer les luminaires à des endroits de manière à optimiser l'éclairage requis par le personnel de l'exploitation et de l'entretien et à réduire la pollution lumineuse qui pourrait gagner les propriétés et les structures adjacentes. • Choisir un éclairage de cour extérieure qui réduit le plus possible les lumières inutiles ou parasites (p. ex. éviter de diriger les lumières vers le haut, au-dessus de l'horizontale ou encore directement au niveau des yeux des observateurs pour ne pas provoquer d'éblouissement). L'éclairage doit être conforme aux normes de la Commission internationale de l'éclairage. • Les lumières doivent être tamisées, dirigées vers le bas et dotées de minuterries. Cette stratégie d'éclairage réduirait les émissions lumineuses ambiantes au-delà du complexe du terminal durant les activités d'exploitation. Éviter d'éclairer les lieux en l'absence d'activité et régler le niveau d'éclairage. • Éviter d'utiliser l'éclairage lorsqu'il n'y a pas d'activités et contrôle du niveau d'éclairage • Installer des systèmes d'éclairage centralisés permettant un réglage sélectif des lumières. • Limiter l'utilisation de projecteurs et diriger les faisceaux vers le bas. • Éclairer les enseignes extérieures du haut vers le bas. • Installer l'éclairage de sécurité nécessaire pour assurer un environnement de travail efficace et sécuritaire, mais limiter son utilisation aux lieux et aux moments requis pour éviter les émissions lumineuses. • Installer l'éclairage de sécurité nécessaire pour assurer un environnement de travail efficace et sécuritaire, mais limiter son utilisation aux lieux et aux moments requis pour éviter les émissions lumineuses. 	ÉES, volume 4, partie A, section 20

Tableau 4-5 : Résumé des préoccupations et des réponses – Québec (suite)

Enjeu/Intérêt	Partie prenante	N° de registre	Solutions proposées	Référence
Espaces tampons et écrans d'arbres autour des installations	Cacouna (municipalité)	177155	Énergie Est défrichera la végétation uniquement aux endroits nécessaires à l'implantation du Projet. Les possibilités d'espaces tampons tels que des écrans d'arbres feront l'objet de discussions avec la collectivité dans le cadre des activités de participation.	S.O.
Bruit provenant des opérations	Cacouna (municipalité)	177155	Des évaluations du bruit seront réalisées et des mesures d'atténuation mises en œuvre, le cas échéant, pour assurer la conformité aux normes applicables. Voici certaines des mesures d'atténuation proposées : <ul style="list-style-type: none"> • isolation phonique des canalisations et de l'équipement; • enclos acoustique; • bermes ou murs anti-bruit. Les effets potentiels du bruit émanant des stations de pompage ont été évalués dans l'ÉES, volume 2, partie D, section 3. Cette section décrit également les mesures d'atténuation proposées pour réduire les effets.	ÉES, volume 2, partie D, section 3
Odeurs en provenance des installations	Cacouna (municipalité)	177155	Énergie Est s'est penchée sur la question des vapeurs provenant du terminal de réservoirs et du complexe du terminal maritime de Cacouna. Elle propose de remédier à leurs effets en intégrant les éléments suivants à la conception des installations : <p>Terminal de réservoirs</p> Le terminal de réservoirs sera conçu de manière telle qu'un toit flottant externe couvrira la surface du pétrole et restera en contact direct avec le pétrole. Cette caractéristique permettra de réduire les émissions de vapeur dans l'atmosphère.	ÉES, volume 2, partie D, section 2 ÉES, volume 4, partie A, section 2

Tableau 4-5 : Résumé des préoccupations et des réponses – Québec (suite)

Enjeu/Intérêt	Partie prenante	N° de registre	Solutions proposées	Référence
			<p>L'espace entre le bord du toit flottant et la paroi fixe du réservoir sera obturé par un joint d'étanchéité primaire et un joint d'étanchéité secondaire, ce qui réduira encore davantage l'émission de vapeurs et le risque d'incendie.</p> <p>Des racleurs montés sur le joint périphérique essuieront les parois internes du réservoir lors de l'abaissement du toit afin de réduire la quantité de pétrole restant sur les murs et exposée à l'atmosphère.</p> <p>Complexe du terminal maritime</p> <p>Le complexe du terminal maritime de Cacouna sera doté d'un système de gestion des vapeurs qui recueillera les vapeurs qui s'échappent de la soute durant le chargement du pétrole et les ramènera vers l'estran, où elles seront détruites.</p> <p>Pour les effets potentiels sur la qualité de l'air, voir l'ÉES, volume 2, partie D, section 2 et volume 4, partie A, section 2. D'autres mesures d'atténuation proposées sont également envisagées : doter les réservoirs de caractéristiques qui favoriseront la réduction des émissions ou encore utiliser des unités de combustion de la vapeur pour réduire les émissions malodorantes de composés organiques et sulfurés en incinérant les vapeurs présentes dans la soute ou formées durant le chargement de pétrole. Énergie Est examinera l'évaluation des effets et des mesures d'atténuation proposées avec les municipalités qui ont exprimé des préoccupations quant aux effets sur la qualité de l'air.</p>	
Protection des sources d'eau potable, des terres humides et des réserves écologiques	Lanoraie	196019	<p>Énergie Est intégrera des caractéristiques de conception éprouvées et un programme de gestion de l'intégrité pour assurer une exploitation sécuritaire dans les zones situées à proximité de ressources d'eau importantes. Voici les principales caractéristiques de ce programme :</p> <ul style="list-style-type: none"> • dispositif de confinement secondaire dans les stations de pompage et les terminaux de réservoirs; • pose de vannes destinées à protéger les lacs, les rivières et les sources d'eau potable; • surveillance des opérations et patrouilles chargées de déceler les problèmes potentiels le long du pipeline; • détection des fuites et surveillance du pipeline. 	<p>ÉES, volume 2 Partie D ÉES, volume 6 ÉES, volume 8 Demande, volume 4</p>
	Brownsburg-Chatham	116121		
	MRC D'Autray	207045		
	MRC de Vaudreuil-Soulanges	121560 180041		
	MRC de l'Assomption	120432		
Franchissements de rivière	MRC de Vaudreuil-Soulanges	190483		

Tableau 4-5 : Résumé des préoccupations et des réponses – Québec (suite)

Enjeu/Intérêt	Partie prenante	N° de registre	Solutions proposées	Référence
Effets sur le bassin hydrologique du Lac Témiscouata (source d'eau potable)	MRC de Témiscouata	171222	Pour les effets potentiels de la construction et de l'exploitation sur la quantité et la qualité de l'eau, voir la section sur les ressources en eau de surface de l'ÉES. Les mesures d'atténuation proposées sont conformes aux pratiques de l'industrie et reconnues par les organismes de réglementation.	
Effets sur l'aquifère, les terres humides et les zones de recharge	Sainte-Anne-des-Plaines	185445	Durant la construction du pipeline et des installations, TransCanada dépêchera des inspecteurs en environnement sur place pour assurer la conformité des activités aux engagements réglementaires et aux mesures d'atténuation selon ce qui est indiqué dans le PPE (volume 8 de l'ÉES).	
Effets potentiels du pipeline sur l'eau potable	MRC D'Autray	207045		
Effets potentiels du pipeline sur l'eau potable pour les résidents	Ville de Sainte-Anne-des-Plaines	198573	<u>Dans la section accidents et mauvais fonctionnement du volume 6 de l'ÉES, une étude sur les effets potentiels sur l'environnement en cas de renversement a été évaluée.</u> <u>Le volume 6 de l'ÉES comprend une évaluation des risques, qui utilise des données sur les incidents historiques afin d'estimer le risque et la tailles de futurs déversements responsables de la conception et paramètres opérationnels. Il comprend aussi une description des caractéristiques du pétrole brut, comportement et effets potentiels environnementaux d'une décharge ainsi qu'un scénario de déversement et une évaluation des effets pour les zones aux écosystèmes sensibles. Ce volume présente également un aperçu des interventions d'urgence et techniques en cas de déversement ainsi que la comparaison entre différentes façon de transporter le pétrole brut incluant le train.</u> <u>De plus amples informations sur la réponse d'urgence peut être trouvé dans le volume 7 de la demande.</u> <u>Énergie Est examinera l'évaluation des effets pour les zones aux écosystèmes sensibles et proposera des mesures d'atténuation avec les communautés et continuera de partager l'information avec les communautés qui ont exprimés leurs préoccupations sur les effets environnementaux.</u>	

Enjeu/Intérêt	Partie prenante	N° de registre	Solutions proposées	Référence
Pose d'une vanne sur la canalisation principale pour protéger l'aquifère qui fournit l'eau potable	Sainte-Anne-des-Plaines	168535	De nouvelles vannes d'arrêt seront installées : <ul style="list-style-type: none"> • dans toutes les stations de pompage pour faciliter l'isolement de la canalisation principale et faire dériver le débit dans la station de pompage; • en amont et en aval de certains franchissements de cours d'eau et autres emplacements jugés écosensibles d'après une analyse des effets potentiels; • dans d'autres emplacements qui pourraient faciliter les opérations. 	Volume 5, section 4

Tableau 4-5 : Résumé des préoccupations et des réponses – Québec (suite)

Enjeu/Intérêt	Partie prenante	N° de registre	Solutions proposées	Référence
Procédures d'intervention en cas d'urgence	Berthierville	119925	Énergie Est s'est dotée d'un plan d'intervention en cas d'urgence exhaustif pour assurer la protection des propriétaires, des collectivités, des organismes d'intervention en cas d'urgence et des employés tout en réduisant les effets potentiels de la situation d'urgence. Le plan d'intervention sera mis sur pied en consultation avec les organismes d'intervention et communautés autochtones et sera présenté à l'ONÉ et transport Canada avant le démarrage de l'exploitation. Il satisfera aux normes fédérales et provinciales en la matière ou les dépassera.	Volume 7, sections 4 et 6
	MRC de Vaudreuil-Soulanges	180041		
	Québec (CMQ)	181718		
Répercussions sur le prix de l'essence	Berthierville	119925	TransCanada ne participe pas à la production ou au raffinage des ressources naturelles telles que le pétrole brut et ne participe donc pas à la fixation du prix de l'essence. Le Projet fournira du pétrole brut d'origine canadienne aux régions de l'Est du Canada, ce qui permettra à celles-ci de réduire ou d'éliminer leur dépendance au pétrole brut importé qui est plus coûteux.	S.O.
Effets sur l'approvisionnement et le coût du gaz naturel	Ville de Saint-Augustin-de-Desmaures	145215	L'implantation du Projet ne devrait pas entraîner une hausse du prix du gaz naturel. La capacité de transport de gaz naturel devrait être suffisante pour les marchés visés.	S.O.
	Équiterre	145372		

<p>Tableau 4-5 : Résumé des préoccupations et des réponses – Québec (suite)</p> <p>Enjeu/Intérêt</p>	<p>Partie prenante</p>	<p>N° de registre</p>	<p>Solutions proposées</p>	<p>Référence</p>
<p>Mesures de sécurité et intégrité du système</p>	<p>Ville de Trois-Rivières</p>	<p>148897</p>	<p>La sécurité du pipeline est évaluée par rapport à l'intégrité que lui confèrent les normes de construction et le programme d'entretien qui permet d'exercer une étroite surveillance sur son fonctionnement.</p> <p>L'intégrité du pipeline est assurée par :</p> <ul style="list-style-type: none"> • des normes de construction qui intègrent conception, conformité aux règlements et contrôle rigoureux de la qualité; • la qualité des matériaux utilisés dès la production brute et tout au long des étapes de la fabrication; • les conditions d'exploitation du pipeline et la présence de dispositifs adéquats pour surveiller les événements inhabituels; • des activités d'entretien coordonnées, régulières et efficaces. <p>Une fois en service, le pipeline fera l'objet d'un programme d'entretien axé sur les mesures et les activités d'entretien suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> • évaluation des revêtements (inspections internes et excavations sur place visant à vérifier le bon état du revêtement); • protection cathodique (vérification et réparation de l'intérieur des canalisations); • détection des fuites (mesures de pression, surveillance par le centre de contrôle, évaluation directe, inspections internes visant à détecter les anomalies acoustiques); • activités régulières de surveillance aérienne; • inspections internes (surveillance des menaces internes et externes); • évaluations géotechniques; • entretien programmé des canalisations (réparation des revêtements, sectionnements, nouvel enduisage, pose de manchons pression). <p>Parallèlement à ces pratiques de sécurité, Énergie Est s'est dotée d'un plan d'intervention en cas d'urgence exhaustif pour assurer la protection des propriétaires, des collectivités, des organismes d'intervention en cas d'urgence et des employés tout en minimisant les</p>	<p>Volume 5, section 5</p> <p>Volume 7, section 6</p>
	<p>Berthierville</p>	<p>119925</p>		
	<p>Lanoraie</p>	<p>198393</p>		
	<p>Municipalité de L'Islet</p>	<p>177473</p>		
	<p>MRC de Vaudreuil-Soulanges</p>	<p>190483</p>		
	<p>Québec (CMQ)</p>	<p>181718</p>		

Enjeu/Intérêt	Partie prenante	N° de registre	Solutions proposées	Référence
			effets potentiels de la situation d'urgence. Le plan d'intervention sera mis sur pied en consultation avec les organismes d'intervention et sera présenté à l'ONÉ et transport Canada avant le démarrage de l'exploitation. Il satisfera aux normes fédérales et provinciales en la matière ou les dépassera.	
Partage du port avec un constructeur de cale sèche	Cacouna (commission régionale)	171309	Énergie Est a rencontré à trois reprises le constructeur de cale sèche et poursuivra ses échanges avec la Commission régionale du port de Gros-Cacouna. La participation se poursuit afin de discuter de ces questions.	S.O.
Emplacement du terminal de réservoirs				

Tableau 4-5 : Résumé des préoccupations et des réponses – Québec (suite)

Enjeu/Intérêt	Partie prenante	N° de registre	Solutions proposées	Référence
Effets de la hausse du trafic maritime sur les rives de L'Isle Verte et de Notre-Dame-des-Sept-Douleurs	MRC de Rivière-du-Loup	172012	L'évaluation des effets potentiels d'une hausse du trafic maritime figure dans la section sur le transport maritime de l'ÉES (volume 4, partie C). Des rencontres ont eu lieu avec la MRC pour aborder divers aspects du Projet et fournir de l'information sur les terminaux maritimes. Par ailleurs, TransCanada a organisé une journée portes ouvertes consacrée au Projet dans la municipalité de Cacouna. Énergie Est gardera contact avec la MRC. La participation se poursuit afin de discuter de ces questions.	ÉES, volume 4, partie C
Corrosivité du pétrole brut extrait des sables bitumineux	Berthierville MRC d'Autray	119925	L'hypothèse selon laquelle le bitume dilué est plus corrosif que le pétrole brut traditionnel et synthétique a été définitivement écartée par l' <i>Academy of National Sciences</i> qui a conclu dans l'un de ses rapports que le bitume dilué n'est pas plus corrosif que les autres types de pétrole brut.	ÉES, volume 6, section 2

décembre 2013, quatre autres Premières Nations du Québec ont été identifiées et leurs noms ont été ajoutés à la liste d'engagement initiale.⁴

Après le dépôt de la description du Projet par Énergie Est à l'ONÉ en mars 2014, Ressources naturelles Canada a examiné la liste des groupes autochtones et a formulé des commentaires et des conseils pour aider Énergie Est dans ses efforts d'engagement. Conformément aux formalités d'évaluation réglementaires, 70 autres communautés et organisations des Premières Nations et des Métis susceptibles d'avoir un intérêt à l'égard du Projet ont été identifiées.

Énergie Est a examiné chaque ajout de communautés et organisations de Premières Nations et des Métis, et comme le prévoit le processus de détermination initiale décrit à la section 2.2, Énergie Est a établi que plusieurs de ces ajouts avaient été correctement identifiés comme étant des groupes autochtones avisés.

Conformément au protocole d'engagement des groupes autochtones avisés, Énergie Est a envoyé, en juin 2014, une lettre aux 70 communautés et organisations des Premières Nations et des Métis rajoutées à la liste pour les informer que RnCan, par l'entremise du Bureau de gestion des grands projets, avait communiqué une liste de communautés et d'organisations de Premières Nations et de Métis qui comprenait un certain nombre de communautés et d'organisations qui ne figuraient pas initialement au programme d'avis et de participation d'Énergie Est (voir l'Annexe Vol. 10-A-17 : Lettre relative à la description du Projet – Juin 2014).

La lettre envoyée renfermait une copie de la description du Projet et un lien vers le site Web de l'ONÉ pour plus d'information. On y demandait également que les destinataires y répondent dans les 21 jours suivants s'ils souhaitaient en apprendre davantage sur le Projet ou présenter de l'information qui illustrerait des effets potentiels qui justifieraient une participation plus poussée. Tout groupe autochtone identifié ultérieurement sera avisé de la sorte pendant la durée du Projet, à moins d'une demande contraire.

Relativement à sa demande, Énergie Est travaille en collaboration avec un grand nombre de communautés et d'organisations. Quelques-unes d'entre elles ont refusé d'échanger avec Énergie Est en raison de leur opposition de principe aux oléoducs ou parce qu'elles estiment que la consultation constitue une exigence de la Couronne qui ne peut pas être déléguée au demandeur. Certaines communautés n'ont pas encore indiqué si elles désiraient participer au processus d'engagement dans le cadre du Projet.

⁴ Les communautés additionnelles identifiées en décembre 2013 sont le Secrétariat Mi'gmawei Mawiomi, la Nation Micmac de Gespeg, le gouvernement de Listuguj Mi'gmaq et les Micmacs de Gesgapegiag.

Énergie Est continuera à offrir de l'information et à communiquer avec les communautés et les organisations qui n'ont pas répondu aux efforts d'engagement d'Énergie Est jusqu'à ce que ces dernières l'avisent de faire autrement.

Pour obtenir une liste des groupes autochtones avoisinants et à proximité désignés aux fins du programme d'engagement dans chaque province, voir le Tableau 2-1⁵.

Tableau 2-1 : Groupes autochtones identifiés aux fins du programme d'engagement

Région	Communautés des Premières Nations	Communautés ou organisations métisses	Organisations des Premières Nations	Total
Alberta (AB)	9	3	0	12
Saskatchewan (SK)	20	3	0	23
Manitoba (MB)	16	3	0	19
Ontario (ON)	53	7	4	64
Québec (QC)	20	0	4	24
Nouveau-Brunswick (NB)	15	0	1	16
Total	133	16	9	158

Les groupes autochtones énumérés dans les Tableaux 2-2 à 2-7 participent au processus d'engagement dans le cadre du Projet et, dans certains cas, de manière considérable⁵. Les renvois aux annexes qui contiennent les sommaires de l'engagement des communautés et les journaux des consultations sont indiqués dans les tableaux suivants :

- Tableau 2-2 pour l'Alberta
- Tableau 2-3 pour la Saskatchewan
- Tableau 2-4 pour le Manitoba
- Tableau 2-5 pour l'Ontario
- Tableau 2-6 pour le Québec
- Tableau 2-7 pour le Nouveau-Brunswick

⁵ Les Tableaux 2-~~4~~2 à 2-7 ne comprennent pas les communautés et organisations désignées comme étant des groupes autochtones avisés.

Tableau 2-5 : Groupes autochtones participant au processus d'engagement dans le cadre du Projet – Ontario (suite)

N°	Communautés et organisations autochtones	Renvois aux annexes contenant les sommaires de l'engagement des communautés	Renvois aux annexes contenant les journaux des consultations
15	Première Nation de Biinjitiwaabik Zaaging Anishinaabek - Rocky Bay	Vol. 10A-5	Vol. 10E-6
16	Première Nation Bingwi Neyaashi Anishinaabek (Première Nation de Sand Point)	Vol. 10A-5	Vol. 10E-7
17	Première Nation de Brunswick House	Vol. 10A-5	Vol. 10E-9
18	Première Nation crie de Chapleau	Vol. 10A-5	Vol. 10E-10
19	Première Nation de Fort William	Vol. 10A-5	Vol. 10E-14
20	Grand conseil du Traité n° 3 ¹	Vol. 10A-5	Vol. 10E-16
21	Première Nation de Grassy Narrows	Vol. 10A-5	Vol. 10E-17
22	Première nation indépendante de Iskatewizaagegan n° 39 (Première Nation de Shoal Lake n° 39)	Vol. 10A-5	Vol. 10E-18
23	Kiashke Zaaging Anishinaabek (Première Nation de Gull Bay)	Vol. 10A-5	Vol. 10E-19
24	Première Nation du Lac Des Mille Lacs	Vol. 10A-5	Vol. 10E-20
25	Première Nation du Lac Seul	Vol. 10A-5	Vol. 10E-21
26	Première Nation de Long Lake n° 58	Vol. 10A-5	Vol. 10E-22
Communautés ou organisations des Premières Nations (suite)			
27	Premières Nations de Matawa, qui représentent les groupes suivants :	Vol. 10A-5	Vol. 10E-24
28	• Première Nation d'Aroland	Vol. 10A-5	Vol. 10E-5
29	• Première Nation de Constance Lake	Vol. 10A-5	Vol. 10E-12
30	Première Nation de Ginoogaming	Vol. 10A-5	Vol. 10E-15
31	Migisi Sahgaigan (Première Nation d'Eagle Lake)	Vol. 10A-5	Vol. 10E-27
32	Première Nation crie de Missanabie	Vol. 10A-5	Vol. 10E-28
33	Conseil des Mohawks d'Akwesasne	Vol. 10A-5	Vol. 10E-29
34	Première Nation crie de Moose	Vol. 10A-5	Vol. 10E-30
35	Première Nation de Naotkamewanning (Première Nation de Whitefish Bay)	Vol. 10A-5	Vol. 10E-31
36	Première Nation de Nipissing	Vol. 10A-5	Vol. 10E-32
37	Première Nation de Northwest Angle n° 33	Vol. 10A-5	Vol. 10E-33
38	Première Nation de Northwest Angle n° 37	Vol. 10A-5	Vol. 10E-34
39	Obashkaandagaang (Washagamis Bay)	Vol. 10A-5	Vol. 10E-35
40	Première nation des Ochiichagwe'Babigo'Inng (Dalles)	Vol. 10A-5	Vol. 10E-36
41	Première nation des Ojibways d'Onigaming	Vol. 10A-5	Vol. 10E-37
42	Ojibways Pic River Première nation	Vol. 10A-5	Vol. 10E-38
43	Première Nation Pays Plat	Vol. 10A-5	Vol. 10E-39
44	Première Nation de Red Rock	Vol. 10A-5	Vol. 10E-40

Tableau 2-5 : Groupes autochtones participant au processus d'engagement dans le cadre du Projet – Ontario (suite)

N°	Communautés et organisations autochtones	Renvois aux annexes contenant les sommaires de l'engagement des communautés	Renvois aux annexes contenant les journaux des consultations
45	Première Nation de Shoal Lake n° 40	Vol. 10A-5	Vol. 10E- 4342
46	Première Nation Taykwa Tagamou (Première Nation de New Post)	Vol. 10A-5	Vol. 10E- 4443
47	Première Nation de Temagami	Vol. 10A-5	Vol. 10E- 4544
48	Première Nation indépendante Wabaseemoong	Vol. 10A-5	Vol. 10E- 4645
49	Première Nation de Wabauskang	Vol. 10A-5	Vol. 10E- 4746
50	Nation Ojibway de Wabigoon Lake	Vol. 10A-5	Vol. 10E- 4847
51	Conseil tribal Wabun, qui représente les groupes suivants :	Vol. 10A-5	Vol. 10E- 4948
<u>17</u>	• <u>Première Nation de Brunswick House</u>	<u>Vol. 10A-5</u>	<u>Vol. 10E-9</u>
52	• Première Nation Ojibway de Chapleau	Vol. 10A-5	Vol. 10E-11
53	• Première Nation de Flying Post	Vol. 10A-5	Vol. 10E-13
54	• Première Nation de Matachewan	Vol. 10A-5	Vol. 10E-23
55	• Première Nation de Mattagami	Vol. 10A-5	Vol. 10E-25
56	Première Nation de Wahgoshig	Vol. 10A-5	Vol. 10E- 5049
57	Wauzushk Onigum	Vol. 10A-5	Vol. 10E- 5150
Communautés ou organisations métisses			
58	Métis Nation of Ontario (MNO), qui représente les groupes suivants :	Vol. 10A-5	Vol. 10E-26
59	MNO : Nord-Ouest de l'Ontario/Traité n° 3 (Région 1)	Vol. 10A-5	Vol. 10E-26
60	MNO : Lac Supérieur nord (Michipicoten/Lakehead/ Nipigon) (Région 2)	Vol. 10A-5	Vol. 10E-26
61	MNO : Mattawa/Nipissing (Région 5)	Vol. 10A-5	Vol. 10E-26
62	MNO : Nord-est de l'Ontario (baie James/Abitibi/ Témiscamingue) (Région 3)	Vol. 10A-5	Vol. 10E-26
63	MNO : Rivière des Outaouais et sud-ouest de l'Ontario (Région 6)	Vol. 10A-5	Vol. 10E-26
64	Red Sky Métis Independent Nation	Vol. 10A-5	Vol. 10E-41
Remarque :			
1. En avril 2014, le Grand conseil du Traité n° 3 négociait encore avec les communautés qui relèvent de lui au sujet de l'approche collective à adopter relativement à leur engagement dans le cadre du Projet.			

Tableau 6-2 : Sommaire des enjeux, préoccupations et réponses – Alberta

Enjeux/intérêts	Communauté/organisme	N° de registre	Réponses	Référence
Sécurité du pipeline et des produits devant être livrés	Ermineskin Tribe	177625 177646	<p>La sécurité du pipeline est inséparable de l'intégrité que lui confèrent nos normes de construction et se trouve renforcée par un programme d'entretien qui permet d'exercer une étroite surveillance sur son fonctionnement.</p> <p>L'intégrité du pipeline est assurée par :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Des normes de construction qui intègrent conception, conformité aux règlements et contrôle rigoureux de la qualité • La qualité des matériaux utilisés dès la production brute et tout au long des étapes de la fabrication • Les conditions d'exploitation du pipeline et la présence de dispositifs adéquats pour surveiller les événements inhabituels • Des activités d'entretien coordonnées, régulières et efficaces <p>Une fois en service, le pipeline fera l'objet d'un programme d'entretien axé sur les mesures et les activités d'entretien suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Évaluation des revêtements (inspections internes et excavations sur place visant à vérifier le bon état du revêtement) • Protection cathodique (vérification et réparation de l'intérieur des canalisations) • Détection des fuites (mesures de pression, surveillance du centre de contrôle, évaluation directe, inspections internes visant à détecter les anomalies acoustiques) • Activités régulières de surveillance aérienne • Inspections internes (surveillance des menaces internes et externes) • Évaluations géotechniques • Entretien programmé des canalisations (réparation des revêtements, sectionnements, nouveau revêtement, pose de douilles de pression) <p>Parallèlement à ces pratiques de sécurité, Énergie Est s'est dotée d'un plan d'intervention d'urgence exhaustif pour assurer la protection des propriétaires, des communautés, des organismes d'intervention et des employés tout en minimisant les effets potentiels de la situation d'urgence. Le plan d'intervention d'urgence (PIU) sera élaboré en consultation avec les organismes de services d'urgence et les communautés autochtones.</p>	Volume 7, Sections 2, 3 et 5

Tableau 6-2 : Sommaire des enjeux, préoccupations et réponses – Alberta (suite)

Enjeux/intérêts	Communauté/organisme	N° de registre	Réponses	Référence
			Cet aspect sera mis au point et présenté à l'Office national de l'énergie et à transport Canada avant le début des activités d'exploitation et respectera ou excédera les exigences de l'ensemble des normes fédérales et provinciales .	
Absence de consultation des gouvernements fédéral et provinciaux sur le Projet	Nation Piikani	185369	L'obligation légale de consulter les Premières Nations et les Métis incombe à l'État, fédéral et provincial. Afin de comprendre les effets potentiels du Projet, Énergie Est échange avec les communautés des Premières Nations et des Métis susceptibles d'être touchées par le Projet. Bien que l'obligation de consulter incombe à l'État, les organismes de réglementation pertinents exigent qu'Énergie Est, en tant que promotrice du Projet, démontre des échanges avec les communautés des Premières Nations et des Métis potentiellement touchées avant l'obtention des approbations réglementaires du Projet, et dans le cadre de celles-ci.	Volume 10
Activités d'engagement inadéquates jusqu'à maintenant	Nation Piikani	196362	Énergie Est a identifié la Nation Piikani comme une des communautés susceptibles d'être touchées par le Projet et partage avec elle des renseignements sur le Projet depuis juillet 2013. Une rencontre a été organisée avec le coordonnateur de la consultation pour la Nation Piikani en août 2013. En avril 2014, une rencontre a eu lieu afin de présenter et d'expliquer la lettre d'accord et l'entente sur le financement des engagements et sur les communications au chef et au conseil. Le chef et le conseil ont témoigné de leur gratitude envers Énergie Est pour avoir approché la Nation Piikani si tôt dans le Projet. Énergie Est a fourni à la Nation Piikani un exemplaire du livre portant sur le savoir traditionnel et les caractéristiques archéologiques en Alberta afin qu'elle en examine le contenu. En date du 18 avril 2014, l'engagement à l'égard de la Nation Piikani sur le Projet se poursuivait. Des renseignements détaillés sur l'engagement à l'égard de la Nation Piikani se trouvent à l'annexe Vol 10B-9.	Volume 10
Demandes d'échanges interculturels avec l'équipe du Projet	Ermineskin Tribe	177625	Énergie Est tiendra compte de toutes les invitations à participer à des séances de formation interculturelle. Énergie Est est ouverte à l'idée d'améliorer les connaissances et la compréhension de ses employés relativement à l'histoire, à la culture, aux aspirations et aux préoccupations des Premières Nations et des Métis.	S.O.

Tableau 6-3 : Sommaire des enjeux, préoccupations et réponses – Saskatchewan (suite)

Enjeux/intérêts	Communauté/organisme	N° de registre	Réponses	Référence
sites culturels et sacrés			sentiers et autres voies de circulation, les lieux d'habitation et les sites culturels et sacrés.	
Effets potentiels sur les activités de récolte	Métis Nation of Saskatchewan	199433	L'atténuation des effets sur l'UTTR dépendra des types d'activités sur le site énumérés dans les études relatives à l'UTTR et les activités d'engagement. Les mesures d'atténuation des effets potentiels sur l'UTTR peuvent comprendre des initiatives comme l'évitement de certains sites, des avis concernant des activités et des échéanciers, la planification du déroulement des activités et le recours à des agents autochtones spécialistes de l'UTTR	
Effet potentiels du Projet sur la chasse, la pêche et les activités de récolte	Première Nation de Piapot	170400	assurant le suivi des activités durant la construction. Si les sites liés à l'utilisation traditionnelle des terres et des ressources (UTTR) sont signalés avant ou pendant les travaux, les conditions énoncées dans le plan d'urgence visant la découverte de sites liés à l'utilisation des terres à des fins traditionnelles faisant partie du Plan de protection de l'environnement de l'ÉES (volume 8) seront respectées. En outre, les mesures d'atténuation abordées dans les différentes sections liées aux CV biophysiques et socioéconomiques et dans le Plan de protection de l'environnement (PPE) permettront de réduire ou d'éliminer les effets sur les ressources liées à l'UTTR, et de réduire ou d'éliminer les effets sur les conditions pouvant empêcher ou décourager l'UTTR.	
Effets potentiels du Projet sur les sites culturels et sacrés	Nation crie Star Blanket	175711		
	Première Nation de Pasqua n° 79	194081		
			Énergie Est tiendra compte de toute l'information générée dans le cadre de son programme d'engagement continu envers les communautés participantes et favorisera un dialogue ouvert sur les mesures d'atténuation proposées. Les renseignements obtenus durant les études et le programme d'engagement continu seront pris en compte dans le cadre de la planification du Projet, incluant le PPE et les cartes-tracés environnementales, le cas échéant.	

Tableau 6-3 : Sommaire des enjeux, préoccupations et réponses – Saskatchewan (suite)

Enjeux/intérêts	Communauté/organisme	N° de registre	Réponses	Référence
Protocoles de collecte des données et utilisation des résultats des études sur le savoir traditionnel et l'utilisation traditionnelle des terres	Première Nation de Sakimay	179386	<p>Dans le cadre du programme d'engagement des Autochtones pour le Projet, Énergie Est a conçu et met en œuvre un programme de collecte des données relatives au savoir traditionnel.</p> <p>Le programme de savoir traditionnel du Projet a pour principal objectif de collecter des renseignements sur le savoir traditionnel afin d'aider à déterminer les effets potentiels du Projet sur les éléments environnementaux et socioéconomiques d'intérêt identifiés pour les communautés et organisations des Premières Nations et des Métis. Les protocoles et processus sont développés en collaboration par Énergie Est, ses conseillers en environnement et chaque communauté et organisation des Premières Nations et des Métis participant au programme de savoir traditionnel pour le Projet.</p> <p>Les renseignements de nature confidentielle communiqués par les communautés et organisations des Premières Nations et des Métis ne paraîtront pas dans les documents publics, mais serviront dans l'établissement des stratégies d'atténuation.</p>	ÉES : Volume 10, Section 4
Intérêt pour les études portant sur le savoir traditionnel et l'utilisation traditionnelle des terres	Première Nation d'Ochapowace	120211	Dans le cadre du programme d'engagement réalisé pour le Projet, Énergie Est a mis en œuvre un programme de collecte des renseignements sur le savoir traditionnel.	Volume 10, Section 4
	Métis Nation of Saskatchewan	173918	Le programme de savoir traditionnel du Projet a pour principal objectif de collecter des renseignements sur le savoir traditionnel afin d'aider à déterminer les effets potentiels du Projet sur les éléments environnementaux et socioéconomiques d'intérêt identifiés pour les communautés et organisations des Premières Nations et des Métis.	
	Première Nation de Pasqua n° 79	159190	Énergie Est s'engage à collaborer avec les communautés pour bien comprendre leurs intérêts et les aspects qu'elles considèrent importants. Consulter l'annexe Vol10A-2-3 pour de plus amples renseignements sur la participation de chaque communauté au Projet à ce jour.	
Avantages du Projet pour la communauté	Première Nation d'Okanese	186986	TransCanada a fait évaluer les avantages économiques du Projet pour déterminer les retombées potentielles dans les provinces que traverse le pipeline.	ÉES : Volume 3

Tableau 6-4 : Sommaire des enjeux, préoccupations et réponses – Manitoba (suite)

Enjeux/intérêts	Communauté/organisme	N° de registre	Réponses	Référence
Potentiel d'investissement dans la communauté, notamment un musée d'artefacts pour abriter les objets récupérés pendant la construction du Projet.	Première Nation Dakota de Canupawakpa	183225	Grâce à l'engagement communautaire, Énergie Est a élaboré une stratégie d'investissement dans les communautés autochtones visant les communautés établies à proximité de ses activités prévues. Par conséquent, Énergie Est a clairement défini trois principaux secteurs d'investissement communautaire : la communauté, la sécurité et l'environnement.	Volume 10, Section 5.3

Tableau 6-5 : Sommaire des enjeux, préoccupations et réponses – Ontario

Enjeux/intérêts	Communauté/organisme	N° de registre	Réponses	Référence
Sécurité du pipeline	Animbiigoo Zaagi'igan Anishinaabek (Première Nation du Lac Nipigon)	135216	<p>La sécurité du pipeline fait partie intégrante des normes de construction du Projet et du programme d'entretien mis en œuvre pour exercer une étroite surveillance sur son fonctionnement. L'intégrité du pipeline est assurée par :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Des normes de construction qui intègrent conception, conformité aux règlements et contrôle rigoureux de la qualité • La qualité des matériaux utilisés dès la production brute et tout au long des étapes de la fabrication • Les conditions d'exploitation du pipeline et la présence de dispositifs adéquats pour surveiller les événements inhabituels • Des activités d'entretien coordonnées, régulières et efficaces <p>Une fois en service, le pipeline fera l'objet d'un programme d'entretien axé sur les mesures et les activités d'entretien suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Évaluation des revêtements (inspections internes et excavations sur place visant à vérifier le bon état du revêtement) • Protection cathodique (vérification et réparation de l'intérieur des canalisations) • Détection des fuites (mesures de pression, surveillance du centre de contrôle, évaluation directe, inspections internes visant à détecter les anomalies acoustiques) • Activités régulières de surveillance aérienne 	Volume 7, Sections 4 et 6
	Biinjitiwaabik Zaagining Anishinabek	110643		
	Bingwi Neyaashi Anishinaabek	110641		
	Obashkaandagaang (Washagamis Bay)	119307		
	Wabaseemoong	161819		
	Première Nation de Wahgoshig	110922		
	Conseil tribal Wabun	195403		
	Animbiigoo Zaagi'igan Anishinaabek (Première Nation du Lac Nipigon)	135216		
	Biinjitiwaabik Zaagining Anishinabek	110643		

Tableau 6-5 : Sommaire des enjeux, préoccupations et réponses – Ontario (suite)

Enjeux/intérêts	Communauté/organisme	N° de registre	Réponses	Référence
	Bingwi Neyaashi Anishinaabek	110641	<ul style="list-style-type: none"> • Inspections internes (surveillance des menaces internes et externes) • Évaluations géotechniques • Entretien programmé des canalisations (réparation des revêtements, sectionnements, nouveau revêtement, pose de douilles de pression) <p>Parallèlement à ces pratiques de sécurité, le Projet se dotera aussi d'un plan d'intervention d'urgence exhaustif pour assurer la protection des propriétaires, des communautés, des organismes d'intervention et des employés, tout en minimisant les effets potentiels de la situation d'urgence.</p> <p>Le plan d'intervention d'urgence (PIU) sera élaboré en consultation avec les organismes de services d'urgence et les communautés autochtones. Cet aspect sera mis au point et présenté à l'Office national de l'énergie et à transport Canada avant le début des activités d'exploitation et respectera ou excédera les exigences de l'ensemble des normes fédérales et provinciales.</p>	
	Obashkaandagaang (Washagamis Bay)	119307		
	Wabaseemoong	161819		
	Première Nation de Wahgoshig	110922		
	Conseil tribal Wabun	195403		
Effets potentiels d'un déversement sur l'environnement	Migisi Sahgaigan (Eagle Lake)	137382	<p>Une évaluation des effets potentiels d'un déversement sur l'environnement est présentée à la section « Accidents et défaillances » de l'ÉES (volume 6) pour le Projet. Ce volume comprend une évaluation des risques préparée à partir d'un historique des incidents et présente une évaluation des risques et des volumes potentiels des déversements selon les paramètres conceptuels et opérationnels applicables. Il comprend également une description des caractéristiques du pétrole brut, de ce qui pourrait advenir des substances relâchées dans l'environnement et des effets potentiels d'un déversement sur l'environnement, ainsi que des scénarios de déversement et une évaluation des effets sur les zones écologiques sensibles représentatives. Ce volume décrit également les mesures d'intervention d'urgence et les techniques d'atténuation des déversements, et compare les divers moyens de transport du pétrole brut, y compris le transport ferroviaire. De plus amples renseignements sur les mesures d'intervention d'urgence sont présentés au volume 7 de la demande.</p>	Volume 7, Section 5
	Obashkaandagaang (Washagamis Bay)	195014		Volume 6
	Première Nation Pays Plat	115148		
	Nation Taykwa Tagamou	146625		
	Première Nation de Wabauskang	193926		
	Conseil tribal Wabun	195403		
	Première Nation crie de Chapleau	158601		
	Première Nation Grassy Narrows	187709		
	Première Nation de Lac Seul	161732		

Tableau 6-5 : Sommaire des enjeux, préoccupations et réponses – Ontario (suite)

Enjeux/intérêts	Communauté/organisme	N° de registre	Réponses	Référence
	Première Nation Grassy Narrows	187709	<p>Outre les mesures de protection qui seront déployées, advenant un déversement, TransCanada appliquera le plan d'intervention d'urgence. Ce plan décrira les mesures requises pour protéger les sources d'eau potable, y compris la diffusion d'avis et l'application de mesures de confinement et de récupération.</p> <p>Si une fuite devait se produire, elle sera immédiatement détectée par les systèmes de détection des fuites de TransCanada, et des mesures de fermeture du pipeline seront appliquées afin de limiter les volumes déversés. L'effet sur l'environnement d'un déversement de pétrole brut varie dans le temps et l'espace, selon le volume de pétrole déversé et l'emplacement de la fuite. Le déversement de pratiquement tout volume de pétrole brut entraîne des effets localisés. Cependant, le PIU décrira les procédures d'intervention requises pour minimiser et éliminer les effets potentiels d'un déversement.</p> <p>Une évaluation des effets potentiels d'un déversement sur l'environnement est présentée à la section « Accidents et défaillances » de l'ÉES (volume 6) pour le Projet. Ce volume comprend une évaluation des risques préparée à partir d'un historique des incidents et présente une estimation des risques et des volumes potentiels de déversements selon les paramètres conceptuels et opérationnels en présence. Il comprend également une description des caractéristiques du pétrole brut, de ce qui pourrait advenir des substances relâchées dans l'environnement et des effets potentiels d'un déversement sur l'environnement, ainsi que des scénarios de déversement et une évaluation des effets sur les zones écologiques sensibles représentatives. Énergie Est passera en revue ces scénarios avec les groupes autochtones qui ont exprimé des préoccupations concernant les accidents et les défaillances. Ce volume présente aussi un aperçu des mesures d'intervention d'urgence et des techniques d'atténuation des déversements, ainsi qu'une comparaison des divers moyens de transport du pétrole brut, y compris le transport ferroviaire. De plus amples renseignements sur les mesures d'intervention d'urgence sont présentés au volume 7 de la demande.</p>	

Tableau 6-5 : Sommaire des enjeux, préoccupations et réponses – Ontario (suite)

Enjeux/intérêts	Communauté/organisme	N° de registre	Réponses	Référence
Effets potentiels d'un déversement sur la qualité de vie	Obashkaandagaang (Washagamis Bay)	161774	Les groupes autochtones seront consultés durant la préparation du plan d'intervention d'urgence et Énergie Est partagera l'information relative au PIU avec ces groupes. Cette consultation comprendra l'examen des moyens par lesquels ces groupes pourront participer de façon significative à la gestion des situations d'urgence et aux efforts tactiques inclus aux interventions d'urgence.	Volume 7, Section 5
Effets potentiels d'un déversement sur la communauté	Première Nation de Lac Seul	161732		
Effets potentiels d'un déversement sur le mode de vie traditionnel	Obashkaandagaang (Washagamis Bay)	195014		
Indemnités des communautés en aval dans le cas d'un déversement de pétrole	Première Nation Grassy Narrows	173392		S.O.
	Wabaseemoong	161819		
Couverture d'assurance fournie en cas d'accident ou de défaillance	Migisi Sahgaigan (Eagle Lake)	197036	<u>Énergie Est TransCanada</u> sera responsable de la gestion des <u>interventions dans le cas de déversements sur le système du pipeline</u> et réglera les frais associés à la correction des dommages environnementaux ou matériels qui pourraient être causés par un déversement provenant de ses infrastructures. La réglementation en vigueur exige que TransCanada assume l'entière responsabilité de la gestion des déversements et règle les frais associés aux dommages résultant de déversements, d'accidents ou de défaillances dont elle est la cause. TransCanada a souscrit une assurance responsabilité civile générale couvrant les incidents comme les fuites de pipeline qui pourraient léser des tierces parties.	S.O.

Tableau 6-5 : Sommaire des enjeux, préoccupations et réponses – Ontario (suite)

Enjeux/intérêts	Communauté/organisme	N° de registre	Réponses	Référence
			possibilités de formation feront partie des discussions menées lors des consultations relatives à la planification des interventions en cas d'urgence. Énergie Est s'engage à explorer les possibilités de formation en intervention en cas de déversement avec les groupes autochtones intéressés.	

Tableau 6-6 : Sommaire des enjeux, préoccupations et réponses – Québec

Enjeux/intérêts	Communauté/organisme	N° de registre	Réponses	Référence
Sécurité du pipeline	Les Atikamekw de Manawan	120586	La sécurité du pipeline est inséparable de l'intégrité que lui confèrent nos normes de construction et se trouve renforcée par un programme d'entretien qui permet d'exercer une étroite surveillance sur son fonctionnement. L'intégrité du pipeline est assurée par : <ul style="list-style-type: none">• Des normes de construction qui intègrent conception, conformité aux règlements et contrôle rigoureux de la qualité• La qualité des matériaux utilisés dès la production brute et tout au long des étapes de la fabrication• Les conditions d'exploitation du pipeline et la présence de dispositifs adéquats pour surveiller les événements inhabituels• Des activités d'entretien coordonnées, régulières et efficaces Une fois en service, le pipeline fera l'objet d'un programme d'entretien axé sur les mesures et les activités d'entretien suivantes : <ul style="list-style-type: none">• Évaluation des revêtements (inspections internes et excavations sur place visant à vérifier le bon état du revêtement)• Protection cathodique (vérification et réparation de l'intérieur des canalisations)• Détection des fuites (mesures de pression, surveillance du centre de contrôle, évaluation directe, inspections internes visant à détecter les anomalies acoustiques)• Activités régulières de surveillance aérienne	Volume 7, Sections 2, 3 et 5
	Première Nation Malécite de Viger	142518		
	Wolf Lake	142521		
	Première Nation Timiskaming	219937		

Tableau 6-6 : Sommaire des enjeux, préoccupations et réponses – Québec (suite)

Enjeux/intérêts	Communauté/organisme	N° de registre	Réponses	Référence
			<ul style="list-style-type: none"> • Inspections internes (surveillance des menaces internes et externes) • Évaluations géotechniques • Entretien programmé des canalisations (réparation des revêtements, sectionnements, nouveau revêtement, pose de douilles de pression) <p>Parallèlement à ces pratiques de sécurité, le Projet se dotera aussi d'un plan d'intervention d'urgence exhaustif pour assurer la protection des propriétaires, des communautés, des organismes d'intervention et des employés tout en minimisant les effets potentiels de la situation d'urgence. Le plan d'intervention d'urgence (PIU) sera élaboré en consultation avec les organismes de services d'urgence et les communautés autochtones. Il sera finalisé et déposé auprès de l'Office national de l'énergie avant le début des opérations et satisfera ou dépassera toutes les normes <u>applicables fédérales et provinciales</u>.</p>	
Âge et intégrité du pipeline	Conseil Mohawk de Kahnawà:ke	179283	<p>L'âge de la canalisation principale en Ontario varie selon l'année de construction. Cependant, l'ensemble du pipeline a été construit par étapes successives entre 1981 et 1996. Le raccourci de North Bay a été entièrement construit entre 1991 et 2006.</p> <p>Énergie Est prendra plusieurs mesures importantes pour minimiser les risques de fuite et détecter les fuites éventuelles, y compris :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Évaluation des revêtements (inspections internes et excavations sur place visant à vérifier le bon état du revêtement) 	Volume 7, Section 3