

2 DESCRIPTION DU PROJET

PR3.1.3

324

Projet Oléoduc Énergie Est de
TransCanada – section québécoise

6211-18-018

2.1 Objectif et besoin

Le Projet vise la réception et le transport de produits de pétrole brut par pipeline souterrain entre un carrefour d'approvisionnement situé près d'Hardisty, en Alberta, et des raffineries et terminaux situés au Québec et au Nouveau-Brunswick, avec l'ajout de produits pétroliers provenant de la Saskatchewan. Il créera un nouveau marché intérieur pour la production pétrolière de l'ouest du Canada et une nouvelle voie pour les exportations à l'international. Le Projet produira des retombées économiques sur l'ensemble du Canada grâce à la création d'emplois et assurera un approvisionnement stable et sécuritaire en pétrole. Sa capacité de transport maximale sera de 175 000 mètres cubes (1,1 million de barils) de pétrole brut par jour.

2.2 Promoteurs du Projet

Le Projet sera construit et détenu en propriété par Oléoduc Énergie Est ltée, filiale en propriété exclusive de TransCanada Oil Pipelines (Canada) Ltd., à titre de commandité pour le compte :

- d'Energy East Pipeline Limited Partnership pour les composants du pipeline autres que le nouveau terminal maritime de Saint John au Nouveau-Brunswick (terminal maritime Énergie Est de Canaport);
- d'Energy East Canaport Marine Terminal Limited Partnership pour le terminal maritime Énergie Est de Canaport.

TransCanada Oil Pipelines (Canada) Ltd. est un commanditaire de TransCanada.

TransCanada exploitera le Projet au nom d'Énergie Est conformément à une entente conclue avec Énergie Est, sauf en ce qui a trait aux jetées du terminal maritime Énergie Est de Canaport, dont l'exploitant sera une filiale d'Irving Oil Limited (Irving Oil).

2.3 Structures et éléments principaux

2.3.1 Structures permanentes

Le Projet comprendra les installations permanentes suivantes :

- nouveau pipeline de 42 po de diamètre nominal (DN) et d'environ 1 500 km de longueur :
 - en Alberta (284 km, dont environ 3 km en Saskatchewan),
 - dans l'est de l'Ontario (104 km),
 - au Québec (693 km),
 - au Nouveau-Brunswick (407 km);
- conversion au transport du pétrole d'environ 3 000 km de l'actuel gazoduc de 42 po de DN de TransCanada :
 - en Saskatchewan (614 km),

- au Manitoba (465 km),
- dans le nord de l'Ontario (1 922 km);
- latéraux et interconnexions, dont :
 - 60 km de canalisation de 16 po de DN, soit le latéral de Cromer en Saskatchewan et au Manitoba,
 - 17 km de canalisation de 42 po de DN, soit le latéral de Montréal, au Québec,
 - 10 km de canalisation de 42 po de DN, soit le latéral de Lévis, au Québec,
 - 3 km de canalisation de 42 po de DN, soit la canalisation d'interconnexion de Cacouna, au Québec,
 - 2 km de râtelier comprenant deux canalisations parallèles de 36 po de DN (la canalisation d'interconnexion de Saint John) et une canalisation de 24 po de DN (conduite de retour de vapeur) au Nouveau-Brunswick,
- postes de sectionnement de la canalisation principale (comprend également l'enlèvement des vannes de gaz);
- 72 stations de pompage (comprend également une centrale électrique locale à huit stations de pompage distantes dans le nord de l'Ontario);
- station de régulation de la pression près de Burstall, en Saskatchewan;
- stations de comptage au point de livraison à la terminaison des latéraux de Montréal et de Lévis;
- quatre terminaux de réservoirs à Hardisty (Alberta), Moosomin (Saskatchewan), Cacouna (Québec) et Saint John (Nouveau-Brunswick);
- deux terminaux maritimes à Cacouna (Québec) et à Saint John (Nouveau-Brunswick);
- construction et utilisation de routes d'accès aux nouvelles stations de pompage, aux nouveaux terminaux et aux nouvelles vannes de sectionnement;
- jusqu'à 26 modifications du tracé de l'oléoduc près des stations de compression et des vannes de canalisation principale.

2.3.2 Tracé de la nouvelle canalisation principale

Les nouveaux tronçons de l'oléoduc comprendront environ 1 500 km de nouvelle canalisation de 42 po de DN en Alberta, dans l'est de l'Ontario, au Québec et au Nouveau-Brunswick. En Saskatchewan et au Manitoba, une nouvelle canalisation de 16 po de DN, appelée « latéral de Cromer », sera construite sur une distance de 60 km pour permettre le transport du pétrole à partir de l'installation d'entrée de pétrole de Cromer jusqu'à la canalisation principale. Au Québec, une nouvelle canalisation de 42 po de DN sera construite sur une distance de 27 km pour former les latéraux de Montréal et de Lévis destinés au transport du pétrole vers les raffineries existantes.

Le tableau 2-1 présente les nouveaux tronçons de l'oléoduc, les latéraux et leur longueur. Le volume 1, section 4, décrit en détail le tracé dans chaque province.

Tableau 2-1 Nouveaux tronçons d'oléoduc et latéraux

Province	Nom du tronçon	Longueur (km)
Nouveaux tronçons d'oléoduc		
Alberta	Tronçon en Alberta (comprend une petite partie en Saskatchewan)	281 (Alberta) + 3 (Saskatchewan)
Ontario	Tronçon de l'est de l'Ontario	104
Québec	Tronçon du Québec	693
Nouveau-Brunswick	Tronçon du Nouveau-Brunswick	407
Latéraux		
Manitoba et Saskatchewan	Latéral de Cromer	60
Québec	Latéral de Montréal	17
	Latéral de Lévis	10

2.3.3 Tracé de conversion

Le passage du gaz naturel au pétrole brut nécessitera la conversion d'environ 3 000 km de l'actuelle canalisation principale canadienne de 42 po de DN de TransCanada en Saskatchewan, au Manitoba et dans le nord de l'Ontario. Cette conversion créera un oléoduc unique de pétrole brut, isolé des installations existantes de transport de gaz. Par mesure de sécurité, Énergie Est évaluera l'état des canalisations et apportera les corrections nécessaires, isolera ces canalisations des installations existantes de gaz et construira de nouvelles installations spécialement conçues pour le transport du pétrole. Le tableau 2-2 illustre la longueur des tronçons convertis. Le volume 1, section 4, décrit en détail le tracé dans chaque province.

Tableau 2-2 Tronçons convertis

Province	Tronçon à convertir	Numéro de la canalisation	Longueur (km)
Saskatchewan	Tronçon des Prairies de la canalisation principale canadienne	100-4	641
Manitoba		100-4	439
Ontario	Tronçon du nord de l'Ontario de la canalisation principale canadienne	100-3	1 501
		100-4	
	Raccourci de North Bay de la canalisation principale canadienne	1200-2	423

Lorsque le pipeline transportait du gaz naturel, sa pression maximale de service (PMS) était de 6 065 kPa dans les tronçons de la Saskatchewan et du Manitoba (stations 2 – 41) et de 6 895 kPa dans les tronçons du nord de l'Ontario (stations 41 – 116 et poste de sectionnement 1201 – station 1401). La conversion du pipeline au transport du pétrole n'entraînera pas de modification de cette PMS. Le DN de toutes les canalisations existantes est de 42 po, sauf au franchissement de trois gros cours d'eau, où il est de 36 po. À ces emplacements, trois nouveaux ouvrages de franchissement de cours d'eau de 42 po de DN seront construits.

L'emprise du pipeline actuel ne sera pas modifiée, sauf aux endroits nécessitant de nouvelles installations, comme les stations de pompage, les postes de sectionnement, à l'emplacement des excavations de vérification de l'intégrité et des modifications du tracé autour des stations de compression et des vannes de canalisation principale, aux accès requis pour l'installation des trois ouvrages de franchissement de cours d'eau de remplacement, de même qu'aux sites de lancement et de réception de racleurs. Un élément important de la conversion proposée est qu'Énergie Est procédera à des inspections internes pour évaluer l'intégrité de la partie actuelle de la canalisation à convertir. Elle validera ensuite le résultat de ces inspections sur le terrain et, au besoin, réparera ou remplacera la canalisation actuelle. Pour en savoir plus sur la conversion de la canalisation, se reporter à la conception détaillée dans la Demande d'Énergie Est auprès de l'ONÉ conformément à l'article 52, volume 3, section 4.

En plus des nouvelles installations, les travaux suivants seront nécessaires dans le cadre de la conversion du gazoduc en oléoduc :

- remplacement de trois ouvrages de franchissement de cours d'eau et certaines modifications du tracé de l'oléoduc autour des stations de compression et des vannes de canalisation principale sur les tronçons convertis;
- construction de postes de sectionnement de la canalisation principale (comprend l'enlèvement des vannes de gaz);
- excavations résultant d'un programme de gestion de l'intégrité.

2.3.4 Interconnexions de l'oléoduc

Les interconnexions requises pour raccorder le terminal de réservoirs de Cacouna au terminal maritime Énergie Est de Cacouna et le terminal de réservoirs de Saint John au terminal maritime Énergie Est de Canaport sont les suivantes :

- une nouvelle canalisation de 42 po de DN et d'environ 3 km à Cacouna entre le terminal de réservoirs et le terminal maritime;
- deux nouvelles canalisations de 36 po de DN et d'environ 2,2 km à Saint John sur un râtelier à canalisations entre le terminal de réservoirs et le terminal maritime.

En plus des interconnexions, deux latéraux supplémentaires seront nécessaires à Saint John :

- nouvelle canalisation de 36 po de DN et d'environ 1,5 km vers le latéral du terminal de réservoirs Irving de Canaport;
- nouvelle canalisation de 24 po de DN et d'environ 2,2 km vers le latéral de retour de vapeur.

2.3.5 Postes de sectionnement de la canalisation principale

Les travaux de construction du nouvel oléoduc et de conversion de tronçons existants comprendront l'installation de vannes de sectionnement sur la canalisation principale visant à isoler des tronçons d'oléoduc afin de réduire l'incidence d'un déversement accidentel. Ces vannes seront installées aux endroits suivants :

- à toutes les stations de pompage;
- à certains franchissements de cours d'eau et autres points écologiquement sensibles;
- à d'autres endroits où elles seront jugées nécessaires pour faciliter l'exploitation du réseau.

Le choix de l'emplacement des vannes est un processus itératif qui commence par la localisation des vannes aux stations de pompage. Cette étape est suivie d'une analyse documentaire et de travaux sur le terrain afin de déterminer l'emplacement approprié des vannes entre les stations. Le choix de l'emplacement tiendra compte des facteurs suivants :

- terres humides et cours d'eau;
- utilisation de l'eau en aval;
- zones peuplées;
- prises d'eau municipales;
- zones écologiquement sensibles;
- inquiétudes des propriétaires et des utilisateurs des terres;
- disponibilité de l'infrastructure locale, dont son accès et son alimentation électrique;
- commentaires des organismes de réglementation, des propriétaires et des parties intéressées.

Les vannes de sectionnement de la canalisation principale feront l'objet d'une commande et d'une surveillance à distance et d'un actionnement par voie électrique.

2.3.6 Stations de pompage

Le Projet comprendra à divers endroits des stations de pompage permettant de maintenir le débit dans la canalisation principale sur le tracé proposé (voir le tableau 2-3). Il y aura 71 stations entre Hardisty (Alberta) et Saint John (Nouveau-Brunswick), ainsi qu'une station sur le latéral de Cromer, près de Cromer (Manitoba). Sur ces 72 stations de pompage, 64 seront raccordées aux services publics d'électricité. Des génératrices à turbine au gaz naturel alimenteront huit stations de pompage situées dans le nord de l'Ontario, aux endroits qui ne sont pas reliés à l'infrastructure électrique publique. Il s'agit des stations de Martin, Upsala, Dog River, Eagle Head, Geraldton, Klotz Lake, Hearst et Mattice.

Lorsque c'est possible, les stations de pompage seront installées à proximité des routes d'accès existantes. Elles seront dotées d'un maximum de six moteurs électriques de 6 500 hp chacun.

Ces stations de pompage comprendront les équipements et les bâtiments principaux suivants :

- dispositifs de lancement et de réception de racleurs d'inspection interne;
- abri pour l'équipement à entraînement à fréquence variable;

- poste électrique, sauf aux stations alimentées au gaz naturel, lesquelles nécessiteront toutefois un équipement électrique;
- bâtiments abritant l'équipement électrique;
- bâtiment(s) d'entreposage;
- bassin d'eaux pluviales;
- réservoir collecteur;
- stockage de couche arable et de morts-terrains;
- bâtiment de services sur le terrain avec toilettes aux stations de pompage éloignées des installations actuelles de TransCanada.

Des dispositifs de lancement et de réception de racleur d'inspection interne seront aménagés aux stations de pompage, à la station de régulation de la pression et aux sites de livraison. La distance nominale entre les dispositifs de lancement et de réception de racleur destinés à l'inspection interne s'étendra approximativement de 170 à 330 km.

Tableau 2-3 Emplacement préliminaire et dimensions des pompes

Nom de la station de pompage	Latitude du centroïde ²	Longitude du centroïde ²	Dimensions (m x m)
Hardisty D	52° 39' 49" N	111° 16' 7" O	350 x 300
Lakesend	52° 20' 53" N	110° 46' 14" O	300 x 300
Monitor	51° 51' 26" N	110° 34' 56" O	300 x 300
Oyen	51° 19' 31" N	110° 31' 24" O	300 x 300
Cavendish	50° 49' 3" N	110° 26' 45" O	300 x 300
Liebethal	50° 40' 11" N	109° 46' 11" O	300 x 300
Cabri	50° 37' 31" N	108° 56' 20" O	300 x 300
Stewart Valley	50° 33' 14" N	108° 11' 3" O	300 x 300
Herbert	50° 32' 41" N	107° 29' 30" O	300 x 300
Chaplin	50° 30' 5" N	106° 41' 49" O	300 x 300
Caron	50° 28' 55" N	105° 51' 26" O	300 x 300
Belle Plaine	50° 26' 21" N	105° 7' 29" O	300 x 300
Regina	50° 23' 35" N	104° 23' 55" O	300 x 300
Kendal	50° 20' 7" N	103° 43' 35" O	300 x 300
Grenfell	50° 17' 10" N	102° 59' 38" O	300 x 300
WhiteWood	50° 14' 57" N	102° 12' 2" O	300 x 300
Moosomin	50° 12' 17" N	101° 28' 48" O	300 x 300
Cromer	50° 8' 7" N	100° 43' 3" O	300 x 300
Crandall	50° 4' 59" N	100° 4' 13" O	300 x 300
Rapid City	50° 1' 5" N	99° 21' 27" O	300 x 300
Wellwood	50° 1' 5" N	99° 21' 27" O	300 x 300

Tableau 2-3 Emplacement préliminaire et dimensions des pompes

Nom de la station de pompage	Latitude du centroïde ²	Longitude du centroïde ²	Dimensions (m x m)
Portage La Prairie	49° 54' 50" N	98° 31' 24" O	300 x 300
Oakville	49° 48' 37" N	97° 44' 5" O	300 x 300
Île-des-Chênes	49° 43' 12" N	96° 59' 18" O	300 x 300
Spruce	49° 39' 34" N	96° 13' 55" O	300 x 300
Falcon Lake	49° 40' 47" N	95° 22' 38" O	300 x 300
Kenora	49° 47' 26" N	94° 29' 47" O	300 x 300
Vermillion Bay	49° 49' 53" N	93° 40' 25" O	300 x 300
Dryden	49° 47' 17" N	92° 45' 46" O	300 x 300
Ignace	49° 31' 2" N	92° 3' 48" O	300 x 300
Martin ¹	49° 17' 37" N	91° 18' 48" O	350 x 300
Upsala ¹	49° 2' 1" N	90° 30' 55" O	350 x 300
Dog River ¹	48° 56' 17" N	89° 46' 43" O	350 x 300
Eagle Head ¹	49° 4' 52" N	88° 51' 20" O	350 x 300
Nipigon	49° 17' 42" N	88° 6' 8" O	300 x 300
Jellicoe	49° 40' 14" N	87° 39' 48" O	300 x 300
Geraldton ¹	49° 48' 13" N	86° 45' 18" O	350 x 300
Klotz Lake ¹	49° 47' 37" N	85° 51' 11" O	350 x 300
Hearst ¹	49° 45' 47" N	84° 55' 18" O	350 x 300
Calstock	49° 44' 51" N	84° 4' 24" O	300 x 300
Mattice ¹	49° 35' 12" N	83° 9' 33" O	350 x 300
Kapuskasing	49° 23' 20" N	82° 26' 9" O	300 x 300
Smooth Rock Falls	49° 15' 20" N	81° 38' 9" O	300 x 300
Potter	48° 52' 26" N	80° 53' 56" O	300 x 300
Ramore	48° 25' 5" N	80° 20' 22" O	300 x 300
Kirkland Lake	47° 57' 56" N	80° 1' 13" O	300 x 300
Haileybury	47° 27' 0" N	79° 45' 49" O	300 x 300
Marten River	46° 56' 54" N	79° 47' 29" O	300 x 300
North Bay	46° 26' 50" N	79° 28' 50" O	300 x 300
Mattawa	46° 16' 34" N	78° 44' 34" O	300 x 300
Deux-Rivières	46° 11' 50" N	77° 55' 5" O	300 x 300
Pembroke	45° 49' 46" N	77° 12' 22" O	300 x 300
Renfrew	45° 27' 44" N	76° 35' 23" O	300 x 300
Stittsville	45° 11' 43" N	75° 53' 30" O	300 x 300
Iroquois	44° 53' 23" N	75° 17' 35" O	350 x 300
Alexandria	45° 12' 30" N	74° 36' 30" O	300 x 300

Tableau 2-3 Emplacement préliminaire et dimensions des pompes

Nom de la station de pompage	Latitude du centroïde ²	Longitude du centroïde ²	Dimensions (m x m)
Lachute	45° 38' 22" N	74° 16' 40" O	300 x 300
Mascouche	45° 46' 36" N	73° 32' 5" O	300 x 300
Maskinongé	46° 14' 10" N	73° 0' 45" O	300 x 300
Saint-Maurice	46° 26' 2" N	72° 29' 15" O	300 x 300
Donnacona	46° 41' 38" N	71° 41' 0" O	300 x 300
Lévis	46° 41' 54" N	71° 9' 43" O	300 x 300
Cap-Saint-Ignace	47° 1' 57" N	70° 23' 44" O	300 x 300
Saint-Gabriel-Lalemant	47° 20' 53" N	69° 48' 48" O	300 x 300
Cacouna	47° 55' 14" N	69° 28' 33" O	300 x 300
Saint-Honoré-de-Témiscouata	47° 38' 27" N	69° 14' 25" O	300 x 300
Dégelis	47° 31' 59" N	68° 28' 18" O	300 x 300
Grand Sault	47° 17' 18" N	67° 48' 37" O	300 x 300
Plaster Rock	46° 46' 18" N	67° 23' 6" O	300 x 300
Napadogan	46° 26' 45" N	66° 53' 24" O	300 x 300
Cumberland Bay	46° 7' 7" N	65° 52' 59" O	300 x 300
Hampton	45° 36' 38" N	65° 47' 4" O	300 x 300

REMARQUE :

¹ Parce que les lignes de transport d'énergie n'y sont pas facilement accessibles, des génératrices à turbine à gaz installées sur place alimenteront les stations de pompage suivantes : Martin, Upsala, Dog River (station B), Eagle Head, Geraldton, Klotz Lake, Hearst et Mattice.

² Les emplacements des stations de pompage figurant dans ce tableau ne sont que préliminaires. Les emplacements définitifs seront déterminés à l'issue d'évaluations techniques et environnementales, d'études géotechniques, de discussions avec les Autochtones, les propriétaires fonciers et les parties intéressées, de l'acquisition des terrains et d'une consultation auprès des autorités réglementaires.

La préparation du site des stations de pompage comprendra l'élimination de la végétation, le décapage et l'entreposage de la couche arable et le nivellement du terrain conformément aux dessins d'exécution.

STATION DE POMPAGE DE CROMER

La station de pompage de Cromer, au Manitoba, sera raccordée au terminal de réservoirs proposé de Moosomin, en Saskatchewan, par le latéral de Cromer de 16 po de DN. Elle comprendra quatre pompes électriques de 2 000 hp ainsi que les autres équipements et bâtiments principaux suivants :

- dispositif de lancement de racleur d'inspection interne;
- compteurs de transfert de propriété et appareils d'étalonnage;
- bâtiment de mesure de la qualité et laboratoire de jaugeage;
- abri pour l'équipement à entraînement à fréquence variable;

- poste électrique;
- bâtiment abritant l'équipement électrique;
- bâtiment de stockage à froid;
- bassin d'eaux pluviales;
- réservoir collecteur;
- système de détection des fuites;
- dispositif de protection contre les surtensions.

2.3.7 Station de régulation de la pression

Une station de régulation de la pression sera construite près de Burstall, en Saskatchewan, au point de raccordement du nouveau tronçon de pipeline d'Alberta et de l'actuelle canalisation principale 100-4 de TransCanada qui sera convertie du gaz naturel au pétrole en Saskatchewan. La station mesurera environ 230 m par 220 m. Elle est nécessaire par le fait que la pression maximale de service (PMS de 8 450 kPa) du nouveau tronçon de pipeline est supérieure à celle des tronçons aval qui seront convertis du gaz naturel au pétrole (6 065 kPa). Son rôle sera donc d'empêcher le dépassement de la PMS de la section aval.

Il est proposé que cette station se situe à l'emplacement de l'actuelle station de compression de la canalisation principale de gaz de Burstall, juste au sud des dispositifs existants de lancement et de réception de racleur d'inspection interne sur la canalisation 100-4.

La station de régulation de la pression sera dotée des équipements et bâtiments principaux suivants :

- dispositif de lancement et de réception de racleur;
- vanne de régulation de la pression sur patin;
- soupape de surpression sur patin;
- réservoir de détente;
- réservoir collecteur;
- bâtiment abritant l'équipement électrique;
- bassin d'eaux pluviales;
- stockage de couche arable et de morts-terrains.

2.3.8 Stations de comptage au point de livraison

STATION DE COMPTAGE AU POINT DE LIVRAISON DE MONTRÉAL

La station de comptage au point de livraison de Montréal sera une station autonome chargée de compter le pétrole livré à une raffinerie existante à Montréal, au Québec. Le nouveau latéral de Montréal de 42 po de DN reliera cette raffinerie à la canalisation principale d'Énergie Est. Il est proposé que le raccordement du latéral à la canalisation principale s'effectue à Mascouche, au Québec. Les installations seront aménagées dans une zone industrielle, à l'intérieur des limites de la raffinerie. Un dispositif de lancement

de racleur d'inspection interne et une vanne à clapet oscillant seront nécessaires à l'intersection du latéral et de la canalisation principale. La station de comptage au point de livraison sera totalement indépendante de la raffinerie existante et Énergie Est ne sera pas responsable des réservoirs requis au point de livraison.

Le point de livraison sera doté des équipements et bâtiments principaux suivants :

- dispositif de comptage de transfert de propriété;
- appareil d'étalonnage;
- gare de réception et dispositif de lancement de racleur d'inspection interne;
- bâtiments connexes, notamment :
 - bâtiment de mesure de la qualité (laboratoire de jaugeage);
 - bâtiment de stockage à froid;
 - bâtiment abritant l'équipement électrique;
- réservoir collecteur;
- bassin d'eaux pluviales.

STATION DE COMPTAGE AU POINT DE LIVRAISON DE LÉVIS

La station de comptage au point de livraison de Lévis sera une station autonome chargée de mesurer le pétrole livré à une raffinerie existante à Lévis, au Québec. Le nouveau latéral de Lévis de 42 po de DN reliera cette raffinerie à la canalisation principale d'Énergie Est. Il est proposé que le raccordement du latéral à la canalisation principale s'effectue à Lévis, au Québec. Les installations seront aménagées sur un terrain industriel.

Un dispositif de lancement de racleur d'inspection interne et une vanne à clapet oscillant seront nécessaires à l'intersection du latéral et de la canalisation principale. La station de comptage au point de livraison sera totalement indépendante de la raffinerie et Énergie Est ne sera pas responsable des réservoirs requis au point de livraison.

Le point de livraison sera doté des équipements et bâtiments principaux suivants :

- dispositif de comptage de transfert de propriété;
- appareil d'étalonnage;
- gare de réception de racleur d'inspection interne;
- bâtiments connexes, notamment :
 - bâtiment de mesure de la qualité (laboratoire de jaugeage);
 - bâtiment de stockage à froid;
 - bâtiment abritant l'équipement électrique;
- réservoir collecteur;
- bassin d'eaux pluviales.

2.3.9 Terminaux de réservoirs

Des terminaux de réservoirs seront construits à Hardisty, en Alberta, à Moosomin, en Saskatchewan, à Cacouna, au Québec, et à Saint John, au Nouveau-Brunswick. Les terminaux de réservoirs d'Hardisty et de Moosomin seront des terminaux de réception où s'accumuleront les lots de pétrole brut avant leur envoi dans l'oléoduc d'Énergie Est. Les terminaux de réservoirs de Cacouna et de Saint John seront des terminaux de livraison qui recevront le pétrole acheminé par l'oléoduc d'Énergie Est.

Les terminaux de réservoirs seront dotés des éléments principaux suivants :

- réservoirs de stockage de pétrole avec système de confinement secondaire;
- pompes électriques;
- compteurs de transfert de propriété et appareil d'étalonnage des compteurs (sauf au terminal de réservoirs de Moosomin);
- canalisation d'interconnexion et collecteur(s) de vanne;
- systèmes de protection incendie;
- bâtiments abritant l'équipement de mesure de la qualité, l'équipement électrique, le matériel, les outils et les fournitures;
- bassin d'eaux pluviales.

L'emplacement préliminaire des terminaux de réservoirs est illustré au tableau 2-4.

Tableau 2-4 Emplacement préliminaire des terminaux de réservoirs

Composant	Latitude du centroïde	Longitude du centroïde
Terminal de réservoirs Hardisty D	52° 39' 50" N	111° 16' 37" O
Terminal de réservoirs de Moosomin	50° 12' 04" N	101° 28' 33" O
Terminal de réservoirs de Cacouna	47° 55' 36" N	69° 28' 41" O
Terminal de réservoirs de Saint John	45° 13' 29" N	65° 59' 53" O

2.3.9.1 Terminal de réservoirs Hardisty D

Le terminal de réservoirs Hardisty D sera le point de départ du Projet. Ces installations couvriront environ 38,8 ha excluant la station de pompage et le collecteur de distribution nord situés sur le même site.

Le terminal de réservoirs Hardisty D comptera 14 réservoirs de 350 000 barils. Ces réservoirs seront dotés d'un toit flottant externe. Il recueillera et entreposera les lots de pétrole lourd, léger et synthétique devant être acheminé par l'oléoduc d'Énergie Est. La station de pompage d'amorçage (Hardisty D) se situera à proximité du terminal de stockage, à l'est. Le poste situé dans la station de pompage adjacente fournira l'électricité au parc de réservoirs.

Les réservoirs seront dotés d'un système de confinement secondaire approprié (se reporter à la Demande auprès de l'ONÉ, volume 6, section 2). Les fondations des réservoirs comprendront des

dispositifs assurant la détection précoce des fuites dans le fond du réservoir et le déclenchement d'une alarme locale.

2.3.9.2 Terminal de réservoirs de Moosomin

Le terminal de réservoirs de Moosomin se situera en Saskatchewan sur la canalisation principale de gaz naturel de TransCanada à côté de la station de compression de Moosomin. Ces installations couvriront environ 28,6 ha, dont la station de pompage de Moosomin.

Le terminal de réservoirs recevra le pétrole brut provenant des stations d'envoi de Cromer situées sur le latéral de Cromer et assurera la formation des lots et le stockage avant l'injection dans la canalisation principale Énergie Est. Les plans de conception prévoient de l'espace pour 4 réservoirs de 350 000 barils, mais seulement trois d'entre eux seront construits pour le moment; le quatrième réservoir ne sera aménagé que si une expansion le nécessite. Ces réservoirs seront dotés d'un toit flottant externe.

La station de pompage de Moosomin sera aménagée au nord du terminal de réservoirs. Le poste situé à la station de pompage fournira l'électricité au terminal de réservoirs et à la station de pompage.

Les réservoirs seront dotés d'un système de confinement secondaire approprié (se reporter à la Demande auprès de l'ONÉ, volume 6, section 2). Les fondations des réservoirs comprendront des dispositifs assurant la détection précoce des fuites dans le fond du réservoir et le déclenchement d'une alarme locale.

2.3.9.1 Terminal de réservoirs de Cacouna

Le terminal de réservoirs de Cacouna servira à l'entreposage des produits de pétrole brut regroupés en lots et envoyés par les installations d'Hardisty et de Moosomin. Ces produits seront ensuite chargés à bord de navires-citernes au complexe maritime Énergie Est de Cacouna. Le terminal de réservoirs de Cacouna peut réinjecter le pétrole à partir des réservoirs, par la station de pompage du même nom. Cette station sera chargée de transporter le pétrole dans l'oléoduc d'Énergie Est, mais pourra aussi réinjecter ce pétrole dans la canalisation principale à partir du terminal de réservoirs, à destination du terminal et des réservoirs de Saint John. Les installations couvriront environ 95,4 ha.

Elles comporteront sept réservoirs de 350 000 barils et cinq réservoirs de 500 000 barils au terminal. Ces réservoirs seront dotés d'un toit flottant externe.

Les réservoirs seront dotés d'un système de confinement secondaire approprié (se reporter à la Demande auprès de l'ONÉ, volume 6, section 2). Les fondations des réservoirs comprendront des dispositifs assurant la détection précoce des fuites dans le fond du réservoir et le déclenchement d'une alarme locale.

2.3.9.2 Terminal de réservoirs de Saint John

Le terminal de réservoirs de Saint John recevra et entreposera les produits de pétrole brut provenant d'Hardisty et de Moosomin. Ces produits seront ensuite chargés à bord de navires-citernes au complexe maritime Énergie Est de Canaport ou livrés aux installations Irving de Canaport. Les installations couvriront environ 149,6 ha.

Elles comporteront neuf réservoirs de 350 000 barils et neuf réservoirs de 500 000 barils au terminal. Ces réservoirs seront dotés d'un toit flottant externe.

Des pompes d'appoint et de transfert inter-réservoirs enverront le pétrole respectivement vers les installations Irving de Canaport existantes et le terminal maritime. Un poste de transfert de propriété sera aménagé dans les limites du terminal, afin de mesurer le pétrole ainsi expédié. Le transfert vers les installations Irving de Canaport s'effectuera principalement à partir de l'oléoduc.

Les réservoirs seront dotés d'un système de confinement secondaire approprié. L'eau de ruissellement provenant du terminal de réservoirs sera gérée conformément à la Demande d'Énergie Est auprès de l'ONÉ, volume 6, section 2. Les fondations des réservoirs comprendront des dispositifs assurant la détection précoce des fuites dans le fond du réservoir et le déclenchement d'une alarme locale.

2.3.10 Terminaux maritimes

Les sections suivantes décrivent les éléments des terminaux maritimes qui seront construits et exploités à proximité de Cacouna (Québec) et de Saint John (Nouveau-Brunswick). L'évaluation des effets de la construction et de l'exploitation des terminaux maritimes est présentée dans le volume 4, parties A et B. Le transport maritime fait partie intégrante du Projet. L'évaluation des effets du transport maritime sur l'environnement est présentée dans le volume 4, partie C.

2.3.10.1 Terminal maritime Énergie Est de Cacouna

Le terminal maritime Énergie Est de Cacouna comportera trois éléments principaux : des installations côtières, une route d'accès avec chevalet de soutien du râtelier à canalisations vers les quais et deux quais de chargement. Il comprendra les équipements principaux suivants :

- dans la zone intertidale :
 - route d'accès et corridor d'oléoduc entre la route portuaire et le chevalet;
 - centre de contrôle du terminal maritime et aire de stationnement;
 - réservoir de stockage d'une capacité de 55 000 barils;
 - Unités de destruction des COV;
 - poste électrique et bâtiment abritant la génératrice de secours;
 - bâtiment abritant la pompe à incendie, prise d'eau d'incendie et réservoir à mousse;
 - matériel d'intervention d'urgence en cas de déversement, bâtiment d'entreposage, place de stationnement pour petit bateau et rampe de mise à l'eau destinée aux embarcations d'intervention et au déploiement du barrage flottant;
 - réservoirs d'entreposage du gaz de pétrole liquéfié (GPL);
 - bâtiment d'entretien et d'entreposage;
- à la jetée sur chevalet :
 - route traversant la zone intertidale et permettant l'accès des véhicules et du personnel aux plateformes de chargement nord et sud;

- râtelier à canalisations acheminant les lignes de communication, les pipelines et les lignes électriques entre la zone intertidale et les quais de chargement;
- boucle d'expansion de l'oléoduc;
- deux quais pour navires-citernes Suezmax comprenant :
 - plateformes de chargement du pétrole brut (canalisations, bras de chargement et équipement auxiliaire);
 - équipement de récupération de vapeur (bras de chargement, dispositif d'arrêt, ventilateurs et conduites);
 - passerelle d'embarquement permettant l'accès du personnel aux navires;
 - mouillages et ducs d'albe, avec équipement de défense assurant la sécurité de l'accostage et de l'amarrage des navires-citernes aux quais et aux structures de protection anti-glace;
 - passerelles reliant les plateformes, les ducs d'albe et les structures de protection anti-glace;
 - plateformes auxiliaires supportant l'abri de l'opérateur de quai, un local électrique, une station de pompage d'eau et un réservoir à mousse en cas d'incendie;
 - dispositif d'arrêt d'urgence avec instrumentation.
- structures anti-glace (nord et sud) chargées de dévier la glace apportée par le courant des navires-citernes amarrés et équipées d'un équipement d'amarrage auxiliaire à la proue qui servira de dispositif de fixation d'amarrage supplémentaire.

2.3.10.2 Terminal maritime Énergie Est de Canaport

Le complexe maritime Énergie Est de Canaport se trouve sur la rive ouest de la baie de Fundy, au sud-est de Saint John et au sud-ouest de Mispec Point, au Nouveau-Brunswick. Il jouxte les actuelles installations maritimes opérationnelles de Saint John, un quai simple desservant les installations Irving de Canaport et les installations de gaz naturel liquéfié (GNL) Canaport de Saint John.

La jetée sur chevalet du terminal maritime s'effectuera par l'actuelle route aménagée sur la propriété d'Irving Oil, entre la baie de Fundy et les réservoirs actuels d'Irving Oil.

Le terminal maritime comprendra deux quais de chargement du pétrole brut à partir du terminal de réservoirs côtier, qui pourront accueillir jusqu'aux très gros transporteurs de brut. Les quais de chargement comprendront une plateforme munie de systèmes de chargement de pétrole brut et d'une tour-passerelle permettant l'accès aux navires, une plateforme auxiliaire, des ducs d'albe d'accostage et d'amarrage et une jetée sur chevalet.

Le terminal comportera les autres équipements et bâtiments principaux suivants :

- plateforme de chargement avec bras;
- chevalet reliant le navire à la terre et supportant une route d'accès et un râtelier à canalisations;
- ducs d'albe d'accostage et d'amarrage;
- passerelles d'interconnexion;
- poste de mouillage pour embarcation utilitaire;

- tour-passerelle avec grue à marchandises et tourelle de lutte contre l'incendie surélevée;
- tourelles de lutte contre l'incendie;
- pompes à incendie;
- réservoir à mousse;
- pompes d'assèchement;
- abri pour l'opérateur de quai;
- barrage flottant de protection de l'environnement;
- dispositif d'arrêt d'urgence avec instrumentation;
- aire de stationnement;
- bâtiment de contrôle;
- jetée.

2.4 Construction de l'oléoduc

2.4.1 Séquence de construction de l'oléoduc

Le tableau 2-5 présente un aperçu de la construction de l'oléoduc, de la préparation de l'emprise au nettoyage final et à la réhabilitation du terrain.

Tableau 2-5 Construction de l'oléoduc

Préparation de l'emprise	
Arpentage et jalonnement	<ul style="list-style-type: none"> • Établir l'accès à l'emprise. • Construire les voies d'approche à partir des routes existantes, les voies de franchissement, les ponts et les ponceaux pour les cours d'eau. • Arpenter et jalonner les limites de l'emprise.
Déboisement	<ul style="list-style-type: none"> • Couper et éliminer le bois non marchand. • Couper, ébrancher et empiler le bois marchand. • Poser des ouvrages temporaires de contrôle de l'érosion dans les pentes abruptes situées à proximité des cours d'eau si cela est nécessaire après le défrichage (selon la couverture végétale).
Déplacement de la couche arable	<ul style="list-style-type: none"> • Déplacer la couche arable de l'emprise et l'entreposer. • Stabiliser et désherber les tas de couche arable, au besoin.
Nivellement	<ul style="list-style-type: none"> • Nivelier la surface selon les exigences de construction. • Poser des ouvrages temporaires de contrôle de l'érosion dans les pentes abruptes à proximité des cours d'eau si cela est nécessaire après le nivellement. • Quand c'est nécessaire, dynamiter le substrat rocheux ou l'enfoncer au bélier hydraulique.
Jalonner l'axe de la tranchée.	<ul style="list-style-type: none"> • Arpenter et jalonner l'axe de l'oléoduc.

Tableau 2-5 Construction de l'oléoduc

Préparation et inspection de la canalisation	
Cordage	<ul style="list-style-type: none"> Extraire les joints de canalisation des dépôts en tas et les aligner le long de l'emprise de construction, près de l'axe.
Cintrage	<ul style="list-style-type: none"> Cintrer les canalisations au besoin pour les adapter à l'environnement ou pour respecter les spécifications techniques.
Soudage	<ul style="list-style-type: none"> Mettre bout à bout les canalisations et les souder ensemble.
Inspection aux rayons X, réparation des soudures	<ul style="list-style-type: none"> Inspecter aux rayons X les canalisations soudées aux fins de contrôle de la qualité. Soumettre les soudures à des essais non destructifs aux rayons X ou aux rayons gamma, afin de déceler d'éventuelles anomalies.
Recouvrement des soudures effectuées sur le terrain	<ul style="list-style-type: none"> Recouvrir les soudures réalisées sur place pour les protéger de la corrosion.
Inspection et réparation du revêtement	<ul style="list-style-type: none"> Procéder à la détection finale des piqûres de corrosion du revêtement externe de la canalisation juste avant de la mettre en place; réparer le revêtement si on y décèle des irrégularités.
Pose de la canalisation	
Excavation de la tranchée	<ul style="list-style-type: none"> Excaver une tranchée le long de l'emprise. Au besoin, procéder à du dynamitage pour l'excavation.
Remplissage	<ul style="list-style-type: none"> Il peut être nécessaire de matelasser la tranchée avant la mise en place de la canalisation, particulièrement dans les zones rocheuses.
Mise en place de la canalisation dans la tranchée	<ul style="list-style-type: none"> Mise en place de la canalisation dans la tranchée à l'aide de grues latérales. Une fois la canalisation mise en place, la stabiliser au moyen de poids, d'ancrages à vis et de correcteurs de lestage, au besoin.
Arpentage de l'exécution	<ul style="list-style-type: none"> Après la mise en place de la canalisation, contrôler la position définitive de la canalisation (coudes, soudures, profondeur, etc.) et de chaque soudure.
Remblai, nivellement sommaire	<ul style="list-style-type: none"> Une fois la canalisation mise en place, la matelasser au besoin, surtout dans les zones humides ou rocheuses, pour protéger son revêtement. Remplir le fossé de sous-sol, puis le compacter. Rétablir le nivellement sommaire du terrain.
Essai hydrostatique et inspection interne	
Essai hydrostatique, fixation définitive	<ul style="list-style-type: none"> Mener un essai de mise en pression de l'oléoduc à l'aide d'eau, à une pression égale à 125 % de la pression maximale de service. Fixer définitivement les raccords de l'oléoduc une fois l'eau enlevée.
Validation de l'inspection interne	<ul style="list-style-type: none"> Après l'essai hydrostatique, effectuer des passes d'inspection interne pour déceler les éventuels problèmes de non-conformité de la canalisation (enfouissements ou méplats) après sa pose.
Réhabilitation et nettoyage de l'emprise	
Remise en place de la couche arable, nettoyage final, restauration complète	<ul style="list-style-type: none"> Remettre en place la couche arable partout où elle a été dérangée dans l'emprise. Entreprendre des opérations de nettoyage pour ramener les zones perturbées à leur état initial avant les travaux. Réhabiliter l'emprise, c'est-à-dire, procéder à l'ensemencement, à la fertilisation, au paillage, à la lutte contre l'érosion, au rétablissement du nivellement original, au drainage et au contrôle de l'eau.

Le recouvrement des nouveaux tronçons de l'oléoduc aura une épaisseur de 0,9 m, voire plus, si nécessaire, sur les terres cultivées. Les exigences en matière d'épaisseur du recouvrement peuvent différer en fonction de la réglementation.

Dans les zones à usage général et aux franchissements de cours d'eau, l'épaisseur minimale du recouvrement correspond à la valeur la plus élevée entre l'épaisseur stipulée par la norme CSA Z662-11, Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz (CSA 2011), et les spécifications de TransCanada. Les franchissements de voie ferrée et de route nécessitent une entente avec le propriétaire et cette entente peut fixer une épaisseur plus importante. L'épaisseur de recouvrement dépendra des paramètres suivants :

- le nivellement de finition;
- aux franchissements de route et de voie ferrée, la distance entre le fond du fossé et le sommet des rails;
- aux franchissements de cours d'eau, le point le plus bas du cours d'eau le long de la ligne de tranchée.

2.4.2 Dimensions de l'emprise et de l'espace de travail temporaire

L'évaluation environnementale et socioéconomique (EES) part de l'hypothèse d'une emprise de construction de 60 m de largeur, soit une distance plus grande que la largeur prévue de la perturbation causée par la construction de l'oléoduc. Cette approche, utilisée en lieu et place de l'empreinte détaillée le long de l'emprise, garantit que le calcul de la surface de perturbation effectué pour évaluer les répercussions inclut les espaces de travail permanents et temporaires. Pour le latéral de Cromer, on a utilisé une emprise de construction (permanente et temporaire) de 43 m de largeur.

Les exigences en matière d'espace de travail temporaire tiendront compte :

- de l'espace nécessaire, par exemple, à la manutention du sol et à l'enlèvement de la neige;
- des sites d'élimination (p. ex. du matériau de nivellement ou de la roche excédentaire);
- du cordage des canalisations le long de l'emprise;
- de l'espace nécessaire aux cintrages latéraux et au surcroît de profondeur aux franchissements de route;
- de la saison à laquelle auront lieu les travaux;
- des ouvrages de franchissement de cours d'eau, de terres humides, de voies routières et ferrées et d'autres infrastructures linéaires existantes;
- de l'emplacement des forages directionnels horizontaux (FDH), espace de travail temporaire supplémentaire pour le cordage des canalisations compris;
- des sites d'empilage du bois marchand;
- des routes d'accès temporaires pour les déviations.

Il est recommandé de prévoir des mesures d'atténuation propres au site pour les nouveaux tronçons de l'oléoduc et pour les tronçons convertis. Ces mesures figureront dans les plans de protection de l'environnement (PPE) du Projet (se reporter au volume 8).

2.4.3 Méthodes de franchissement des cours d'eau

Le processus employé par TransCanada pour sélectionner l'emplacement et les techniques de franchissement de cours d'eau a été élaboré à l'aide des pratiques de conception et d'installation acceptées par l'industrie, améliorées pour tenir compte des évaluations propres au site et des mesures du MPO visant à éviter les dommages causés aux poissons et à leur habitat (qui ont remplacé les énoncés opérationnels du MPO).

Le cadre de décision méthodologique au sujet des franchissements de Énergie Est tient compte à la fois des analyses documentaires et des évaluations sur le terrain de la contribution potentielle des poissons et de leur habitat à la productivité permanente de la pêche commerciale, récréative et autochtone, ainsi que des espèces de poisson indiquées comme étant en péril par les gouvernements fédéral et provinciaux.

Le processus de détermination des franchissements de cours d'eau de Énergie Est prend en considération le fait que chaque technique de franchissement a ses risques. Énergie Est cherche à sélectionner la méthode de construction la plus pratique produisant les effets nuisibles les plus faibles. Généralement, elle s'appuie sur les paramètres, les caractéristiques environnementales et la constructibilité – méthodes de construction et d'atténuation intégrées incluses – du cours d'eau.

Les méthodes de franchissement définitives proposées seront déterminées par une équipe qualifiée, qui tiendra compte des exigences techniques et de constructibilité, de la valeur aquatique pour la pêche et de la protection des habitats riverains. La figure 2-1 illustre le processus de sélection de Énergie Est.

Pour obtenir la liste complète des cours d'eau et des méthodes proposées par Énergie Est pour chaque franchissement, se reporter au volume 2, parties A à E, section 6, et au volume 4, parties A et B, section 6. Il s'agit toutefois de méthodes préliminaires, qui seront modifiées à mesure de l'évolution de la planification technique et de construction

2.4.3.1 Paramètres des cours d'eau

Les paramètres des cours d'eau pris en considération pour le choix de la méthode de franchissement sont les suivants :

- qualité de l'emplacement du franchissement;
- largeur et profondeur du cours d'eau (c.-à-d. longueur du franchissement) à l'emplacement proposé pour le franchissement;
- débit à l'époque de l'installation;
- topographie et facilité d'accès (p. ex. géométrie des berges et présence de plaines inondables);
- matière du lit et des berges.

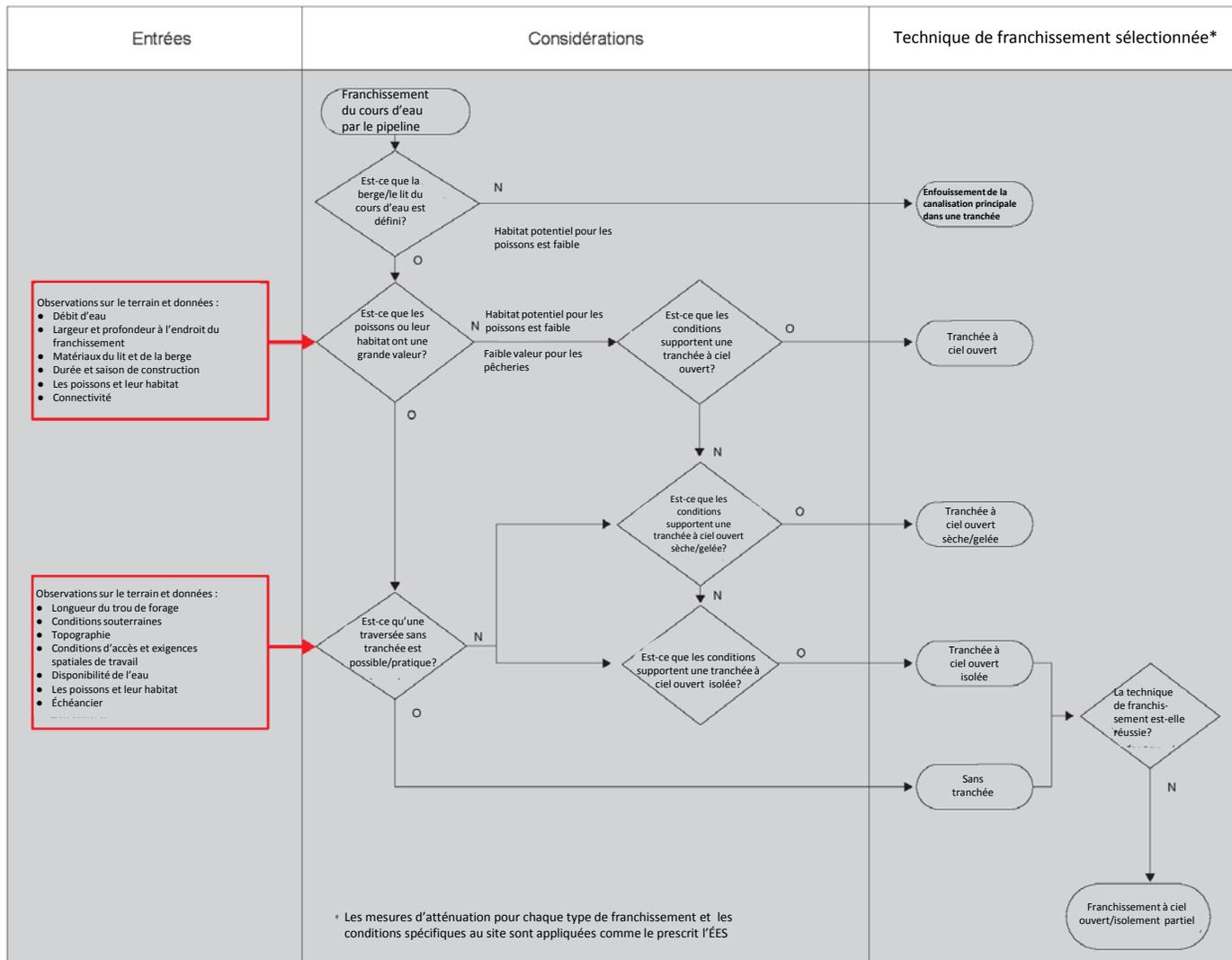


Figure 2-1 Processus de sélection de la méthode de franchissement des cours d'eau

2.4.3.2 Caractéristiques environnementales

La valeur environnementale accordée aux cours d'eau pour le choix de la méthode de franchissement est déterminée de la façon suivante :

- conclusions de l'évaluation des caractéristiques aquatiques du site (p. ex. espèces de poisson présentes et qualité de l'habitat);
- présence d'espèces de poisson ou habitat figurant sur les listes provinciales et dans la LEP et sensibilité de la fenêtre pour la pêche;
- zones riveraines de perturbation (enlèvement de la végétation compris) des terrains hauts, espèces sauvages préoccupantes, aires de nidification d'oiseaux migrateurs et habitat riverain;
- transport des sédiments.

2.4.3.3 Méthodes de construction et d'atténuation

Les méthodes de construction et d'atténuation prises en considération pour le choix de la technique de franchissement sont les suivantes :

- durée et saison de la construction (p. ex. différence des conditions entre l'hiver et l'été);
- problèmes de constructibilité (taille des canalisations, disponibilité de l'espace de travail, matières souterraines, coûts, etc.);
- limites techniques (longueur de franchissement, proximité des autres pipelines, emprise confinée, emplacement des postes de sectionnement, etc.);
- éléments de sécurité;
- facteurs environnementaux (événements météorologiques extrêmes, navigation ou nombre de navires sur l'eau);
- mesures d'atténuation intégrées propres aux travaux.

2.4.3.4 Franchissements sans tranchée

Cette technique évite de procéder à des travaux dans le cours d'eau pour poser la canalisation, car celle-ci est insérée dans un trou préalablement percé sous le lit. Un franchissement sans tranchée commence et se termine habituellement à plus de 10 m du bord en raison de l'angle d'approche nécessaire pour atteindre l'épaisseur de couverture requise pour le passage sous le lit de la canalisation. Il s'effectue principalement par forage directionnel horizontal (FDH), par poinçonnage ou forage, par microtunnelage et par pose directe de la canalisation. On l'utilise généralement pour les cours d'eau offrant une grande valeur pour la pêche ou dont le débit, la profondeur et la largeur de chenal ne facilitent pas l'isolement. On considère comme « offrant une grande valeur pour la pêche », les cours d'eau permettant la pêche commerciale, autochtone ou récréative, ou qui abritent des espèces figurant sur une liste fédérale (p. ex. LEP) ou provinciale. Parmi les autres contraintes prises en considération pour la recommandation d'une méthode de franchissement sans tranchée, citons la longueur du franchissement, la géométrie du cours d'eau, l'état géotechnique ou les conditions du sol et la topographie locale.

Le FDH peut être pratiqué dans diverses conditions géotechniques et évite les travaux dans le cours d'eau et le creusage de tranchées dans le lit et sur les berges.

Généralement, les franchissements sans tranchée nécessitent :

- une plus grande épaisseur de couverture que les franchissements avec tranchée, afin de réduire le risque de rejet accidentel de fluide de forage;
- des conditions géotechniques ou de sol adaptées pour maintenir le trou ouvert pour la pose de la canalisation et empêcher la libération de boue de forage;
- un accès raisonnable à de gros volumes d'eau pour les opérations de forage;
- de vastes surfaces défrichées pour l'érection des plates-formes de forage pour l'installation de l'équipement de forage, la manutention de la boue, l'assemblage de la canalisation et le suivi directionnel visuel;
- des emplacements adaptés pour l'élimination de la boue et des déblais de forage;
- l'accès aux points de départ et d'arrivée du franchissement pendant le forage.

Plus le diamètre du pipeline est gros, plus la longueur minimum de forage est importante, à cause de l'accroissement du rayon de courbure requis. Il en va de même pour les autres exigences énumérées précédemment.

Lors de l'examen de FDH multiples, les paramètres suivants sont aussi à étudier :

- Élargissement de l'empreinte et intensification des effets possibles par rapport aux méthodes de franchissement isolé, combinés à la nécessité de plates-formes de forage et d'un espace de travail supplémentaire pour l'équipement de forage, la manutention et l'élimination de la boue et l'assemblage des canalisations;
- Disponibilité limitée de l'eau nécessaire au forage, particulièrement en hiver;
- Durée du FDH. D'après l'expérience de TransCanada des franchissements de gros diamètres par FDH, elle est généralement de 3 à 6 mois, selon la longueur et les conditions géotechniques. Elle peut toutefois être plus grande si des difficultés techniques surgissent;
- Les défis en matière d'établissement des échéanciers et de logistique posés par les FDH multiples, étant donné que la synchronisation est un paramètre important lors des percements de grande longueur;
- D'après l'estimation de la capacité de forage au Canada, la disponibilité des équipes de construction qualifiées disposant d'une expertise appropriée de la pose de pipelines de gros diamètre constitue un risque pour les échéanciers du Projet. De même, la quantité et la taille des équipements adaptés à la pose de ce genre de pipeline peuvent limiter la capacité de Énergie Est à effectuer des FDH multiples dans l'échéancier proposé.

De plus, les exigences en matière d'espace de travail temporaire sont plus importantes pour les franchissements sans tranchée de grande longueur que pour les franchissements avec tranchée.

2.4.3.5 Franchissements avec tranchée

FRANCHISSEMENTS ISOLÉS

On utilisera une méthode de franchissement isolé pour les cours d'eau à eau libre ou à écoulement sous la glace pour lesquels l'équipement d'isolement est utilisable. Les méthodes de franchissement isolé, qui ont recours à des barrages et à des pompes ou à des canaux sur appuis, consistent à détourner l'écoulement d'une zone de construction pour pouvoir excaver la tranchée, poser la canalisation et remblayer sans être gêné par l'eau. L'eau limoneuse est généralement laissée dans la tranchée durant les travaux, puis envoyée dans une zone végétalisée ou enneigée à proximité plutôt que d'être rejetée dans le cours d'eau.

Les franchissements isolés sont habituellement considérés comme faisables pour les cours d'eau présentant les caractéristiques suivantes :

- débit inférieur à $4 \text{ m}^3/\text{s}$;
- largeur de chenal inférieure à 100 m;
- profondeur inférieure à 2 m.

Étant donné la taille et le débit relativement faibles de la plupart des cours d'eau qu'on se propose de traverser, le franchissement isolé sera utilisé dans la majorité des cas. Si le débit ou les conditions du cours d'eau au moment de la construction ne permettent pas l'isolement de l'écoulement, le franchissement à ciel ouvert sera utilisé comme méthode de remplacement pour terminer l'ouvrage.

FRANCHISSEMENTS AVEC TRANCHÉE (À CIEL OUVERT À SEC OU EN PRÉSENCE D'EAU)

Les franchissements avec tranchée à ciel ouvert sont généralement utilisés quand le débit ou les conditions du cours d'eau au moment de la construction ne permettent pas l'isolement de l'écoulement de manière pratique, quand l'isolement de l'écoulement n'est pas nécessaire ou quand les conditions géotechniques ne permettent pas le franchissement sans tranchée, ou encore quand on prévoit que le cours d'eau sera à sec ou gelé jusqu'au lit au moment de la construction (tranchée à ciel ouvert à sec).

Dans les franchissements à ciel ouvert en présence d'eau, l'installation de l'oléoduc s'effectue pendant que l'eau circule librement dans l'excavation effectuée dans le lit. Les cours d'eau dont le débit mesuré est supérieur à $1 \text{ m}^3/\text{s}$ et ceux dont la largeur mouillée est supérieure à 10 m sont des candidats aux franchissements à ciel ouvert en présence d'eau. Avec ces cours d'eau de gros débit, il est difficile sur le plan logistique de créer et de maintenir un espace de travail sec ou isolé à l'aide de pompes. Cette méthode peut donc nécessiter des espaces de travail temporaires supplémentaires, mais en général, l'empreinte est plus faible que pour les franchissements sans tranchée. Elle n'est pas limitée par le volume d'écoulement d'eau ou par la largeur du cours d'eau et peut généralement être exécutée plus rapidement que les autres méthodes. Les franchissements à ciel ouvert en présence d'eau sont habituellement employés comme méthode de rechange, en cas d'échec ou d'infaisabilité des franchissements sans tranchée.

FRANCHISSEMENT DES COURS D'EAU SUR LE TRONÇON CONVERTI

Il y a trois franchissements de cours d'eau dont le diamètre de la canalisation (36 po) est trop faible pour le passage du pétrole. Les cours d'eau concernés sont les rivières Assiniboine au Manitoba et Madawaska et Rideau en Ontario et leur ouvrage de franchissement devra être remplacé. Un oléoduc de 42 po de DN sera posé pour permettre l'inspection interne et le lancement de racleurs et d'outils utilitaires en amont. Les résultats de l'étude géotechnique préliminaire réalisée sur la rivière Assiniboine y recommandent une tranchée à ciel ouvert. Les ouvrages de franchissement de la Madawaska et de la Rideau seront, eux, posés selon la méthode du forage directionnel horizontal (FDH).

ROUTES D'ACCÈS PERMANENTES

Bien qu'Énergie Est souhaite utiliser le plus possible les routes existantes pour l'accès aux nouvelles stations de pompage, aux nouveaux terminaux de réservoirs et aux nouveaux postes de sectionnement, la construction de route d'accès permanentes sera parfois nécessaire. Si ces routes nécessitent le franchissement de cours d'eau, celui-ci pourra s'effectuer au moyen d'une des méthodes suivantes, selon les besoins techniques et la constructibilité, la valeur pour la pêche et la nécessité de protéger les habitats riverains.

PONT À PORTÉE LIBRE

Un pont à portée libre est un pont permanent à échelle réduite qui passe entièrement au-dessus d'un cours d'eau sans le modifier ou modifier ses berges. Sa construction peut nécessiter des travaux dans les 30 m du cours d'eau, mais aucune opération dans l'eau proprement dite. Les ponts à portée libre sont en général recommandés lorsque la largeur de chenal dépasse 5 m et que la profondeur excède 1,5 m. L'évaluation n'a pas tenu compte des piles de pont; si elles s'avèrent nécessaires, elles seront évaluées par un ingénieur. Cette méthode est recommandée pour les cours d'eau permanents qui abritent un habitat sensible des poissons ou qui peuvent avoir un fort débit saisonnier.

PONCEAU

La pose d'un ponceau nécessite la modification et la perturbation du lit et des berges du cours d'eau. Sa construction peut exiger des travaux dans l'eau pour l'installation et l'intégration d'un ouvrage capable de permettre les variations annuelles d'écoulement et les déplacements des poissons. Les ponceaux sont en général recommandés lorsque la largeur de chenal est inférieure à 5 m et que la profondeur est, elle, inférieure à 1,5 m. Ils sont recommandés dans les cas de cours d'eau à écoulement intermittent ou éphémère et abritant un habitat peu sensible des poissons ou pas d'habitat du tout.

2.4.4 Nouvelles installations auxiliaires permanentes

De nouvelles installations auxiliaires permanentes pourraient être nécessaires aux stations de pompage et aux postes de sectionnement. Il s'agit de lignes de transport d'énergie et de routes d'accès. Le choix de l'emplacement des stations de pompage et des postes de sectionnement a tenu compte de la proximité de l'alimentation électrique et des accès existants. On prévoit la construction d'un nouveau poste électrique et d'une nouvelle route d'accès lorsque le site envisagé se trouve sur des terres

inexploitées et loin des installations de Énergie Est existantes (stations de compression, stations de pompage, postes de sectionnement, etc.).

LIGNES DE TRANSPORT D'ÉNERGIE

L'alimentation électrique nécessaire à 64 des 72 stations de pompage et terminaux de réservoirs proviendra de branchements à des réseaux de transport à haute tension, construits et détenus par des sociétés de services publics tierces. Les sites dont les besoins en électricité sont modestes (p. ex. postes de sectionnement de canalisation principale) seront raccordés à des réseaux de distribution basse tension, également construits et détenus par des entreprises tierces. Les réseaux de transport feront l'objet d'un processus d'approbation réglementaire distinct pour chaque province. En ce qui concerne l'alimentation en électricité, la présente EES examine seulement les effets cumulatifs.

ROUTES D'ACCÈS PERMANENTES

En plus des méthodes de franchissement des cours d'eau pour les routes d'accès permanentes mentionnées dans la section 2.4.3, une équipe mixte composée de représentants des propriétaires fonciers, de la communauté, du secteur technique, des organismes de protection de l'environnement et des Autochtones a examiné les routes d'accès pour assurer la prise en compte des questions touchant leur domaine lors du choix de l'emplacement. Bien qu'Énergie Est souhaite utiliser le plus possible les routes existantes pour l'accès aux nouvelles stations de pompage et aux nouveaux postes de sectionnement, la construction de routes d'accès permanentes sera parfois nécessaire. Certaines routes d'accès devront également être améliorées pour répondre aux besoins du Projet. Il est recommandé de prévoir des mesures d'atténuation pour les routes d'accès permanentes. Ces mesures figureront dans les PPE du Projet (se reporter au volume 8).

FRANCHISSEMENT DES COURS D'EAU SUR LES TRONÇONS CONVERTIS

Il y a trois franchissements de cours d'eau où le diamètre nominal de la canalisation (36 po) est trop petit pour le passage du pétrole. Les cours d'eau concernés sont les rivières Assiniboine au Manitoba et Madawaska et Rideau en Ontario et leur ouvrage de franchissement devra être remplacé. Une canalisation de 42 po de DN sera posée pour permettre l'inspection interne et le lancement de racleurs et d'outils utilitaires en amont. Les résultats de l'étude géotechnique préliminaire réalisée sur la rivière Assiniboine y recommandent une tranchée à ciel ouvert. Les ouvrages de franchissement de la Madawaska et de la Rideau seront quant à eux, posés selon la méthode du forage directionnel horizontal (FDH).

2.4.5 Infrastructures temporaires auxiliaires

Les installations auxiliaires temporaires suivantes seront nécessaires :

- pistes d'accès temporaires et déviations;
- zones de construction;
- camps d'ouvriers;

- sites d'emprunt;
- parcs de stockage de l'équipement.

La construction d'installations auxiliaires temporaires respectera les pratiques exemplaires de gestion et les pratiques de construction normalisées d'Énergie Est et se conformera aux exigences fixées par les permis. L'emplacement de ces installations sera choisi de manière à éviter les éléments sensibles du milieu et à tenir compte des engagements envers les propriétaires fonciers. Les mesures d'atténuation connexes figurent en détail dans le PPE relatif aux installations temporaires (se reporter au volume 8).

2.4.6 Travaux de conversion

Énergie Est déposera auprès de l'ONÉ une demande de transfert des actifs actuels de gaz naturel de TransCanada à Énergie Est, en vertu de l'alinéa 74(1)(b) de la *Loi sur l'ONÉ*, et de conversion de ces actifs en services de transport du pétrole, en vertu de l'article 43 du RPT de l'ONÉ.

Le gazoduc existant est actuellement en service et devra être coupé des autres installations avant d'y apporter des modifications matérielles, comme la pose de vannes de sectionnement de la canalisation principale ou la construction de nouvelles stations de pompage.

Une fois que le tronçon de gazoduc devant être converti est isolé, les installations voisines élimineront le gaz naturel restant dans ce tronçon au moyen de compresseurs portatifs pour le soutirage. Toutes les installations de gaz naturel situées le long des tronçons convertis seront débranchées du pipeline et rebranchées sur la canalisation principale de TransCanada en service la plus rapprochée.

Tous les travaux de conversion seront exécutés conformément au manuel de construction et au plan de protection de l'environnement de Énergie Est.

Ces travaux comprendront la gestion de l'intégrité et la préparation du site.

2.4.6.1 Programme de gestion de l'intégrité

La demande de modification de service déposée auprès de l'ONÉ nécessitera la description détaillée du Programme de gestion de l'intégrité (PGI) pour la partie du gazoduc actuel devant être convertie au transport du pétrole. Ce programme comportera deux éléments.

Le premier sera un examen de tous les dossiers de maintenance et de l'historique d'exploitation du gazoduc pour confirmer que ce dernier est adapté au transport du pétrole. Cet examen comprendra l'étude des résultats des inspections internes et externes passées pour déterminer l'intégrité générale du pipeline et de l'infrastructure connexe de soutien.

Le deuxième élément sera l'évaluation de l'état actuel du gazoduc au moyen d'une combinaison d'outils d'inspection interne, suivie d'excavations au besoin pour inspecter visuellement la surface de la canalisation afin de confirmer les résultats de l'évaluation.

L'évaluation des anomalies se fera en regard de la norme CSA Z662-11, Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz (CSA 2011), et les parties non conformes du gazoduc seront remplacées ou réparées selon le cas. De plus, les tronçons de gazoduc actuel non adaptés au transport du pétrole seront eux aussi remplacés.

Le gazoduc sera mis à nu à l'aide de divers appareils de détection, outils manuels d'excavation, systèmes hydrovac et excavateurs. Une fois la canalisation découverte, les anomalies feront l'objet d'un repérage, d'une inspection et d'une correction. Si un nouveau tronçon de pipeline est requis, l'ancien tronçon sera découpé et le nouveau tronçon soudé à sa place. Les soudures seront contrôlées aux rayons X et le pipeline sera revêtu, puis réenterré et le site sera réhabilité.

Les installations auxiliaires temporaires (aires de stockage, décharges, dépôts en tas, etc.) nécessaires à la gestion de l'intégrité et aux nouvelles installations construites autour des tronçons convertis seront aménagées à proximité du lieu des travaux. Une fois le PGI et la construction des nouvelles installations achevés, le site des chantiers et des aires de stockage temporaire seront remis en état après consultation des propriétaires fonciers touchés.

2.4.6.2 Préparation du site

La préparation du site le long des installations actuelles en vue du PGI suivra le manuel de construction et le plan de protection de l'environnement de Énergie Est. Le calendrier des travaux sera communiqué aux propriétaires fonciers touchés avant que les activités du PGI ne démarrent sur l'oléoduc. Le plan de conversion tiendra compte de toutes les considérations particulières des propriétaires fonciers. Tous les travaux se dérouleront à l'intérieur des limites des installations et des emprises existantes. Les permis et les approbations seront obtenus avant le début de la préparation du site. Dans la mesure du possible, le personnel et les entrepreneurs de Énergie Est utiliseront les routes d'accès et les sentiers existants. La plupart des installations de surface proposées se situent près des routes d'accès existantes et Énergie Est ne prévoit donc pas la nécessité de construire de nouvelles routes à ces endroits. Par contre, des espaces de travail temporaires pourraient être requis pour permettre l'excavation dans le cadre du PGI. Lorsque ce sera possible, l'accès aux installations ne se trouvant pas à proximité des routes actuelles s'effectuera par l'emprise de l'oléoduc. De nouvelles routes d'accès seront construites lorsque les postes de sectionnement ne sont pas situés à des installations actuelles. Aux endroits où un accès doit être fourni à l'autre côté d'un cours d'eau, des structures pour le franchissement en véhicule seront érigées. Les effets de l'accès à travers des terres humides et d'autres terrains à sol meuble seront atténués grâce à des chemins de branchages ou à d'autres dispositifs de répartition du poids si le contournement n'est pas possible.

Lorsque l'excavation sera nécessaire et que de la couche arable sera présente, cette dernière sera déplacée, puis replacée une fois les travaux terminés et le site sera finalement restauré. La couche arable sera déplacée au moyen d'excavateurs, de boteurs ou d'autres équipements lourds similaires.

2.5 Exploitation

Le calendrier suppose une construction échelonnée, avec une date de mise en service prévue de la partie du Projet reliant Hardisty (Alberta) à Cacouna (Québec) antérieure à celle de la partie reliant Cacouna (Québec) à Saint John (Nouveau-Brunswick). La date de mise en service des deux parties est prévue pour le quatrième trimestre de 2018.

Le Projet fera l'objet d'une surveillance à partir du centre de contrôle opérationnel (CCO) de TransCanada à Calgary, en Alberta. Le CCO est pourvu de personnel vingt-quatre heures sur vingt-

quatre et utilise un système d'acquisition et de contrôle des données (SCADA) informatisé qui permet de surveiller et de commander en continu le fonctionnement de l'oléoduc.

Le système SCADA surveille et analyse les renseignements que lui envoient les stations de pompage et les postes de sectionnement télécommandés de la canalisation principale, et réagit en conséquence. Il avertit l'opérateur du CCO de tout changement.

Le système SCADA permet la détection des fuites. Le CCO coordonne alors l'intervention avec les ressources provenant du centre de maintenance de pipeline le plus près.

Les activités d'exploitation et de maintenance comprendront les activités menées dans le cadre du PGI, la surveillance de l'entretien de l'emprise (par voie terrestre et aérienne), la surveillance des inspections internes et de la protection cathodique, la maintenance des postes de sectionnement et des stations de pompage, l'entretien du balisage de l'oléoduc le long des routes et aux franchissements de cours d'eau ainsi que la maintenance du système SCADA.

L'entretien de l'emprise sera assuré par le personnel de TransCanada ou des entrepreneurs qualifiés.

La gestion et le contrôle de la végétation dans l'emprise de l'oléoduc et aux installations durant l'exploitation s'effectueront selon des méthodes approuvées par TransCanada. Après la construction, le contrôle des mauvaises herbes nuisibles et réglementées le long de l'emprise respectera le plan de gestion des mauvaises herbes intégré au PPE (se reporter au volume 8); il pourrait nécessiter le recours à des techniques mécaniques (cueillette manuelle, tonte, labourage) ou à des herbicides agricoles homologués pour ce type d'usage. En ce qui concerne l'exploitation à long terme, la bonne gestion de la partie centrale de l'emprise est essentielle à la visibilité et à l'accès aux fins d'exploitation et de maintenance, à l'observation de l'oléoduc par des patrouilles aériennes et à la prévention des intrusions et des dommages. À cette fin, TransCanada utilisera divers outils de contrôle de la végétation dans l'emprise, soit généralement des techniques mécaniques et parfois l'application sélective d'herbicides en vue d'un contrôle à long terme, au besoin. Il est à noter que l'emploi d'un herbicide dans cette situation aura lieu seulement si le propriétaire foncier ou l'organisme de gestion des terres l'a approuvé. De plus, en raison des exigences du code de sécurité incendie relatives aux zones nues autour des installations de surface, comme les stations de pompage, l'utilisation d'herbicides sécuritaires homologués permet le contrôle de la croissance des mauvaises herbes à l'intérieur des limites des installations clôturées et gravillonnées.

Le Projet suivra l'actuel programme intégré de sensibilisation de la population de TransCanada.

Ce programme vise à informer des membres clés de la communauté de l'emplacement des installations et des activités opérationnelles afin de protéger la population, de prévenir ou de minimiser les effets sur l'environnement et de protéger les installations contre les dommages causés par le public. De plus, il donnera l'occasion d'instaurer une communication permanente avec la population.

2.6 Arrêt d'urgence

Énergie Est sera responsable des urgences liées au Projet ainsi que de la mise en œuvre et de l'exécution générales des plans d'intervention d'urgence (PIU) d'Énergie Est. En plus d'intégrer des éléments du système de gestion des urgences (SGU) de TransCanada, chaque PIU d'Énergie Est prévoira les points suivants :

- L'entreposage de l'équipement d'intervention se fera aux endroits prédéterminés de l'empreinte du Projet, y compris aux terminaux maritimes Énergie Est de Cacouna et de Canaport, pour garantir une intervention efficace et rapide. Le choix des sites d'entreposage et de l'équipement reposera, entre autres, sur les résultats des évaluations du risque et les commentaires formulés par la communauté. L'équipement sera accessible et transportable par divers moyens terrestres, maritimes et aériens 24 heures sur 24, 7 jours sur 7. Au besoin, des répondants tiers en fourniront d'autre ou en feront le soutien.
- Le personnel responsable de la mise en œuvre sera formé aux procédures d'intervention d'urgence de TransCanada avant le début de l'exploitation, puis une fois par année après la mise en service du Projet. La première responsabilité de ce personnel d'alerte sera d'intervenir dans toutes les situations d'urgence.
- Le personnel et l'équipement complémentaires seront déterminés et soit engagés, soit acquis. Le personnel complémentaire se composera d'entrepreneurs, de coopérants, d'employés d'autres entreprises en vertu d'ententes d'aide mutuelle et d'organismes d'intervention homologués. Il sera également formé aux procédures d'intervention d'urgence de TransCanada et aux PIU d'Énergie Est pertinents. Tous les contrats signés avec des intervenants tiers seront conclus avant la mise en service du Projet.
- Ces plans d'intervention d'urgence seront entièrement intégrés aux plans des organismes gouvernementaux pertinents et aux autres plans régionaux; ils seront coordonnés avec ces derniers.
- Le personnel d'intervention d'urgence externe sera consulté pour assurer la mise en place de protocoles de communication, la sensibilisation aux activités et aux produits et la compréhension des procédures d'intervention d'urgence.

Pour en savoir plus sur le processus d'arrêt de l'oléoduc, se reporter à la Demande auprès de l'ONÉ, volume 7, section 4, Intervention d'urgence.