

3.0 MISE À JOUR DE L'APERÇU DU PROJET

La présente section fournit de l'information sommaire et à jour relative au Projet dans son ensemble. Elle présente des explications concernant la « mise à jour » du Projet qui a été effectuée afin que ce dernier reflète les décisions d'Énergie Est et de TransCanada :

- de retirer de la portée du Projet un terminal maritime et de réservoirs devant être construit près de Cacouna, Québec
- de se concentrer sur les raccordements de pipeline au terminal maritime Canaport d'Énergie Est, ainsi qu'à deux raffineries au Québec et une raffinerie au Nouveau-Brunswick

Des mises à jour apportées à certaines questions d'ordre commercial et à la cession des actifs de gaz naturel de TransCanada à Énergie Est dans le cadre du Projet (la « cession d'actifs »), lesquelles découlent des décisions susmentionnées, y sont également présentées.

La section débute par une mise en contexte qui fournit un compte rendu chronologique des événements ayant précédé le dépôt de la présente modification et identifie les composantes et les activités connexes du Projet qui sont touchées par la modification (la « Modification de la Demande »).

Afin de faciliter la consultation et la comparaison avec les dépôts antérieurs, le contenu général cette section est présenté dans le même ordre que dans la Demande initiale et dans chacun des rapports supplémentaires trimestriels d'Énergie Est déposés auprès de l'Office. Cet ordre est le suivant :

- Demande Volume 1 — Demande et aperçu du Projet
- Demande Volume 2 — Vente et achat des actifs reliés à la canalisation principale (Demande en vertu de l'article 74)
- Demande Volume 3 – Commercial
- Demande Volume 4 – Conception du pipeline
- Demande Volume 5 — Conception de la conversion
- Demande Volume 6 — Conception des installations
- Demande Volume 7 — Construction et exploitation
- Demande Volume 8 — Terrains
- Demande Volume 9 — Participation des collectivités
- Demande Volume 10 — Engagement à l'égard des Autochtones

- Demande Volume 11 — Aperçu de l'évaluation environnementale et socioéconomique (ÉES)
- Demande Volume 12 — Cartes générales et détaillées du tracé

Pour consulter un glossaire descriptif des termes utilisés dans la présente Modification de la Demande, reportez-vous à la Section 1.0 : Guide de la Modification.

3.1 CONTEXTE

3.1.1 Chronologie des événements ayant précédé la Modification

Le 30 octobre 2014, Énergie Est et TransCanada ont déposé une demande auprès de l'Office afin d'obtenir les approbations nécessaires pour construire et exploiter le Projet.¹ La Demande comportait des renseignements concernant un terminal maritime et des installations connexes proposés près de Cacouna, Québec (les « installations de Cacouna » et les « installations connexes à Cacouna »).

Le 28 novembre 2014, le *Comité sur la situation des espèces en péril au Canada* (COSEPAC) a recommandé que le statut de la population de bélugas de l'estuaire du Saint-Laurent soit modifié afin que celui-ci passe d'une espèce menacée à une espèce en voie de disparition. Énergie Est a réagi à cette recommandation en suspendant immédiatement les travaux exploratoires relatifs au terminal maritime et aux installations de Cacouna afin de lui permettre d'étudier les conséquences de la recommandation du COSEPAC. Énergie Est a mis l'Office au fait de cette situation dans son premier rapport supplémentaire trimestriel.²

Le 2 avril 2015, Énergie Est et TransCanada ont avisé l'Office de leur décision de ne pas construire le terminal maritime de Cacouna dans le cadre du Projet et ont indiqué que la Demande serait modifiée lorsqu'une évaluation de la viabilité des solutions de rechange relatives à la construction ailleurs d'un terminal maritime et d'une installation de stockage de pétrole aurait été menée. Énergie Est et TransCanada ont également indiqué que la modification devait être déposée au quatrième trimestre de 2015.³

¹ Pour consulter la Demande et les rapports supplémentaires n° 1, 2 et 3, voir le dossier ONÉ 2540913 sur le site Web de l'ONÉ à l'adresse <https://docs.neb-one.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll?func=ll&objId=2543426&objAction=browse&viewType=1>. Version française : www.oleoducenergieest.com/depot-reglementaire/

² Voir le Rapport supplémentaire n° 1, Section 1.5.1 : Terminal maritime de Cacouna d'Énergie Est (n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4G9T2).

³ Voir la lettre d'avis d'Énergie Est envoyée à l'ONÉ et datée du 2 avril 2015 (n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4K2E0) ainsi que le Rapport supplémentaire n° 2, Section 1.5.1 : Mise à jour sur le terminal maritime d'Énergie Est à Cacouna, (n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4K3C7).

Le 20 mai 2015, en réponse à la demande d'information ONÉ 3.1 qui visait à obtenir des renseignements détaillés à propos de l'échéancier et du contenu de la modification prévue, Énergie Est a confirmé que cette dernière serait exhaustive. Énergie Est a également indiqué que la majorité des renseignements qui avait déjà été déposés pour le Projet, ce qui comprenait à ce moment les renseignements de la Demande ainsi que ceux des deux premiers rapports supplémentaires, ne seraient pas touchés par la modification prévue au quatrième trimestre de 2015.⁴ Des tableaux détaillés identifiant et expliquant les révisions devant être apportées à la Demande ont également été fournis.

Le 5 novembre 2015, TransCanada a annoncé, au nom d'Énergie Est, que la Demande serait modifiée afin de retirer un port du Québec de la portée du Projet et de mettre l'accent sur les raccordements au terminal maritime Canaport d'Énergie Est ainsi qu'à deux raffineries au Québec et une raffinerie au Nouveau-Brunswick. La présente Modification de la Demande appuie cette décision et respecte l'engagement antérieur d'Énergie Est envers l'Office.

3.1.2 Portée de la Modification de la Demande

La présente Modification de la Demande identifie le terminal maritime de Cacouna et les installations connexes qui ont été retirées de la portée du Projet ayant fait l'objet de la Demande.

La Modification de la Demande présente également des renseignements détaillés au sujet des composantes mises à jour du Projet. Ces composantes sont situées le long de la canalisation principale d'Énergie Est, de la région de Lévis au Québec jusqu'au complexe de manutention du pétrole d'Énergie Est près de Saint John, Nouveau-Brunswick, ainsi qu'à l'intérieur de ce même complexe (le « Complexe Énergie Est »).⁵ Pour consulter les renseignements sommaires, voir la Section 2.7 : Demande Volume 6 — Conception des installations. Des détails sont également fournis dans la Modification de la Demande Volume 2 : Conception, construction, exploitation et intervention en cas d'urgence.

La présente Modification de la Demande contient également :

- des mises à jour apportées aux renseignements relatifs aux questions d'ordre commercial déposés antérieurement, notamment en ce qui concerne :
 - la faisabilité économique

⁴ Voir la réponse d'Énergie Est à ONÉ 3.1 (n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4L4F1)

⁵ Le complexe sera construit sur des terrains industriels situés à proximité des installations existantes d'Irving Canaport et comprendra : le terminal de réservoirs de Saint John, le terminal maritime Canaport d'Énergie Est, les pipelines du raccordement de Saint John ainsi que d'autres installations connexes (p. ex., des aires d'entreposage d'équipement auxiliaire).

- les conventions de services de transport (CST) et le calcul des droits fixes relatifs au service sur la canalisation d'Énergie Est
- les modalités et l'échéancier de la cession d'actifs
- des mises à jour apportées aux bénéfices prévus, aux coûts ainsi qu'à l'échéancier du Projet
- des descriptions des exigences en matière de terrains, des consultations des propriétaires fonciers ainsi que du processus d'acquisition des terrains relatifs aux composantes touchées du Projet
- une description du programme d'engagement envers les Autochtones et les parties prenantes qui continuera d'être utilisé afin de communiquer des renseignements et recevoir des commentaires à propos des modifications et des mises à jour incluses dans la présente Modification de la Demande ou relatives à celle-ci
- les plans d'Énergie Est relativement au dépôt des addendas à l'ÉES et des rapports supplémentaires sur l'ÉES concernant les composantes touchées du Projet

Sauf lorsqu'elle décrit le Projet dans son ensemble, la présente Modification de la Demande ne comporte pas de mises à jour relatives :

- aux parties non touchées du Projet, y compris les canalisations latérales vers deux raffineries existantes au Québec (les canalisations latérales de Montréal et de Lévis) dont les tracés n'ont pas été touchés par la portée mise à jour du Projet⁶
- aux résultats des activités d'engagement envers les Autochtones et envers les collectivités relatifs aux composantes mises à jour du Projet ainsi qu'à la présente Modification
- à certaines études environnementales sur le terrain associées aux composantes mises à jour du Projet

Les renseignements relatifs aux résultats des activités d'engagement et aux études environnementales sur le terrain en cours pour les composantes touchées du Projet seront déposés auprès de l'Office au printemps 2016.

Les rapports supplémentaires trimestriels d'Énergie Est sont également considérés comme étant extérieurs au cadre du dépôt de la présente Modification, sauf dans la mesure où les descriptions de la mise à jour du Projet sont fondées sur les renseignements déposés les plus à jour.

⁶ Pour consulter la liste des composantes du Projet qui ne sont pas touchées par la présente Modification, voir la Modification de la Demande Volume 2, Section 1.3 : Parties non modifiées du Projet.

3.1.3 Renseignements déposés à jour

Aux fins de la présente Modification de la Demande, Énergie se fonde sur les renseignements déposés les plus à jour afin de décrire et de mettre en contexte les composantes mises à jour du Projet qui sont désormais requises dans le cadre du Projet et qui seraient incluses dans un *Certificat d'utilité publique* (CUP) émis par l'Office. Ces renseignements contextuels sont tirés de la Demande et des quatre rapports supplémentaires qui ont été déposés à ce jour, le plus récent d'entre eux ayant été déposé le 30 septembre 2015 (Rapport supplémentaire n° 4).

3.2 DEMANDE VOLUME 1 —DEMANDE ET APERÇU DU PROJET

3.2.1 Dispense, contexte et normes réglementaires

Comme il est décrit dans la Demande Volume 1, Énergie Est doit obtenir, pour le Projet, diverses approbations en vertu des Parties I, III, IV et V de la Loi sur l'ONÉ, tandis que les approbations que TransCanada doit obtenir en appui au Projet sont requises en vertu des Parties I, IV et V de la Loi sur l'ONÉ.

La seule incidence de la présente Modification de la Demande sur les approbations de l'ONÉ requises pour le Projet concerne l'ajout de deux demandes, en vertu de la Partie IV, relatives à la composante cession d'actifs et à la mise en œuvre d'une entente conclue entre TransCanada et trois sociétés de distribution locales dans l'est du Canada (l'« entente avec les SDL »).⁷ Bien que le contexte réglementaire et la norme de l'intérêt public décrits dans le dépôt de la Demande initiale d'octobre 2014 s'appliquent également au Projet mis à jour et modifié, l'entente avec les SDL a une incidence positive importante sur la justification relative à l'intérêt public pour le Projet et le Projet du réseau principal de l'Est (PRPE).

Pour de plus amples renseignements, reportez-vous aux demandes de dispense d'Énergie Est et de TransCanada présentée dans la Demande Volume 1, aux paragraphes 45 et 46, respectivement. Reportez-vous également à la Demande Volume 1, Section 2.3 : Contexte et normes réglementaires, ainsi qu'à la Demande Volume 2, Section 2.0 : Normes réglementaires et à la Section 8.0 : Intérêt public de la cession d'actifs.⁸

3.2.2 Mise à jour des principales composantes

Dans la Demande Volume 1, Énergie Est a identifié les principales composantes du Projet et les a initialement résumées dans le Tableau 2-1 et la Figure 2-1.⁹ Ce tableau

⁷ CITER LE NOM DE LA SECTION DÉCRIVANT L'ENTENTE

⁸ Voir les numéros de dépôt auprès de l'ONÉ : A4D8O9, A4D8R1, A4D8S2 et A4D8S8.

⁹ Voir la Demande Volume 1, Section 2.6 : Principales composantes (n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4D8R1).

et cette figure, présentés ci-après, ont été mis à jour afin de tenir compte des composantes mises à jour du Projet décrites dans la présente Modification de la Demande ainsi que des renseignements déposés les plus à jour relatifs à l'ensemble du Projet, y compris les renseignements relatifs aux composantes touchées et non touchées du Projet (voir le Tableau 3-1 et la Figure 3-1).¹⁰ La Figure 3-2 présente les principales composantes des tronçons du Québec et du Nouveau-Brunswick.

Depuis le dépôt de la Demande initiale, la longueur totale du pipeline a été réduite d'environ 72 km pour l'ensemble du Projet, ce qui comprend les nouveaux tronçons et les tronçons convertis de la canalisation principale ainsi que les canalisations latérales et les raccordements de terminaux. Cette réduction reflète les modifications du tracé du pipeline associées aux composantes mises à jour du Projet, aux améliorations continues apportées au tracé ainsi qu'à la réduction du nombre de réalignements du tracé le long de la partie du Projet devant être convertie.¹¹

Table 3-1: Aperçu des composantes principales du Projet

Composante ¹	AB	SK	MB	ON	QC	NB	Total actuel	Total initial	Variation nette ⁵
Nouvelle canalisation principale (km) ^{2, 6}	281	3	—	106	625	412	1 427	1 489	(62)
Canalisations latérales et pipelines d'interconnexion (km) ^{2, 6}	—	3	5	0	27	5	92	98	(6)
Tronçons de pipeline convertis (km) ^{2, 3, 5}	—	612	466	1 924	—	—	3 002	3 006	(4)
Longueur totale du pipeline^{2,3}							4 521	4 593	(72)
N ^{bre} de vannes	27	61	55	204	107	56	510	507	3
N ^{bre} de stations de pompage :	5	12	9	30	10	5	71	72	(1)
N ^{bre} de terminaux de réservoirs	1	1	—	—	—	1	3	4	(1)
N ^{bre} de terminaux maritimes	—	—	—	—	—	1	1	2	(1)
N ^{bre} d'installations de comptage de transfert de propriété	1	—	1	—	2 ⁴	1	5	5	—

¹⁰ Reportez-vous à la Modification de la Demande Volume 2, Section 1.2 : Parties non modifiées du Projet.

¹¹ Voir le Rapport supplémentaire n° 2, Mise à jour relative au Projet et Errata, Section 1.4 (n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4K3C7).

Table 3-1: Aperçu des composantes principales du Projet (suite)

Composante ¹	AB	SK	MB	ON	QC	NB	Total actuel	Total initial	Variation nette ⁵
N ^{bre} de stations de vanne de régulation de la pression	—	1	—	—	—	—	1	1	—
<p>Note :</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Le tracé définitif du pipeline et le nombre final de stations seront assujettis à des évaluations techniques et environnementales des sites, aux résultats de l'engagement des Autochtones et de la participation des parties prenantes, à l'acquisition des terrains et à la consultation des organismes de réglementation. 2. Les chiffres figurant dans ce tableau diffèrent légèrement de ceux présentés dans d'autres tableaux puisqu'ils ont été arrondis. 3. Les nombres indiqués sur cette ligne comprennent les réalignements du tracé autour des installations existantes de TransCanada et tiennent compte de trois franchissements de cours d'eau par un pipeline d'un diamètre de 1 067 mm (DN 42) totalisant environ 5,4 km. Les longueurs tiennent compte des renseignements déposés les plus à jour, lesquels ont été fournis dans le Rapport supplémentaire n° 4, Mise à jour relative au Projet et Errata, Section 2 : Errata. 4. Le tableau 2-1 initial aurait dû inclure les installations de comptage de transfert de propriété des stations de comptage de livraison de Montréal et de Lévis, ainsi que celles du terminal de réservoirs de Cacouna antérieurement proposé. 5. Cette colonne indique la variation nette des principales composantes du Projet depuis le dépôt de la Demande initiale. 6. Les longueurs présentées sur cette ligne ont été estimées en se fondant sur les mesures d'un quadrillage horizontal. 									

3.2.3 Coût en capital estimatif

Dans la Demande Volume 1, l'estimation du coût en capital était d'environ 14,4 G\$ en dollars de 2013. Le Tableau 3-3 présente une estimation mise à jour du coût en capital du Projet en dollars de 2013.

Le coût en capital estimatif a augmenté en raison des ajustements de routine apportés à la portée du Projet relativement à l'avancement de la conception technique continue ainsi qu'en raison de l'augmentation des coûts de construction qui découlent des modifications apportées à l'échéancier du Projet ainsi que des ajustements apportés à la planification des travaux de construction.

Table 3-2: Coût en capital estimatif mis à jour

Composante	Coût en capital (M\$)
Pipeline :	
Nouveaux pipelines	6 439
Pipelines convertis	1 950

Table 3-2: Coût en capital estimatif mis à jour (suite)

Composante	Coût en capital (M\$)
Stations de pompage	4 354
Terminaux de réservoirs et stations de comptage de livraison	1 880
Terminaux maritimes	1 025
Sous-total	15 648
Prix de la cession des actifs gaziers	1 478
PFUDC	2 220
Total	19 346

3.2.4 Justification du Projet

Dans la Demande Volume 1, Énergie Est a fourni des rapports d'experts indépendants au sujet des conséquences économiques, sociales et environnementales du Projet, ainsi que de l'intérêt public général servi par le Projet, la cession d'actifs et le Projet du réseau principal de l'Est (PRPE) qui, bien qu'il soit distinct, est connexe au Projet.¹² Les rapports ont depuis fait l'objet de mises à jour et leurs conclusions relatives aux avantages du Projet, de la cession d'actifs et du PRPE ont été confirmées à nouveau. Les rapports sont présentés dans la Section 4.0 : Justification du Projet de la présente Modification Volume 1 et sont joints en annexes comme il est indiqué ci-après :

- Conference Board du Canada – *Projet d'Oléoduc Énergie Est : les retombées économiques pour le Canada et ses régions, octobre 2015* (Annexe Vol 1-8)
- Concentric Energy Advisors, Inc. (« Concentric ») – *Témoignage de John J. Reed, mise à jour de novembre 2015* (Annexe Vol 1-9)¹³
- Roland Priddle – *Le projet Énergie Est et l'intérêt public canadien : Un élément important et stratégique de l'infrastructure nationale, mise à jour de novembre 2015* (Annexe Vol 1-10)

3.2.5 Dispense en vertu de l'article 58

Afin d'être en mesure de conserver le même calendrier de construction et les mêmes dates prévues de mise en service pour le Projet, des dispenses du processus relatif au

¹² Voir les n^{os} de dépôt auprès de l'ONÉ : A4D8R3, A4D8R4 et A4D8R5.

¹³ Une mise à jour partielle de l'évaluation initiale des incidences économiques du PRPE préparée par Golder Associates (Golder) est annexée au rapport de Concentric mis à jour. Le rapport initial de Golder a été fourni à titre de pièce jointe B du rapport initial de Concentric dans la Demande Volume 1, Annexe Vol 1-2 (n^o de dépôt auprès de l'ONÉ : A4D8R4). Une nouvelle mise à jour devant tenir compte de l'augmentation des coûts du PRPE doit être présentée dans le Rapport supplémentaire n^o 6 prévu pour le premier trimestre de 2016.

tracé détaillé sont demandées en vertu de l'article 58 de la Loi sur l'ONÉ dans le cadre de la Demande. Les dispenses demandées portent sur :

- les infrastructures temporaires liées à la construction
- les activités et travaux nécessaires pour convertir les actifs gaziers de TransCanada pour le transport du pétrole
- les stations de pompage situées le long des tronçons de pipeline à convertir
- les terminaux de réservoirs et les installations connexes de Hardisty D et de Saint John

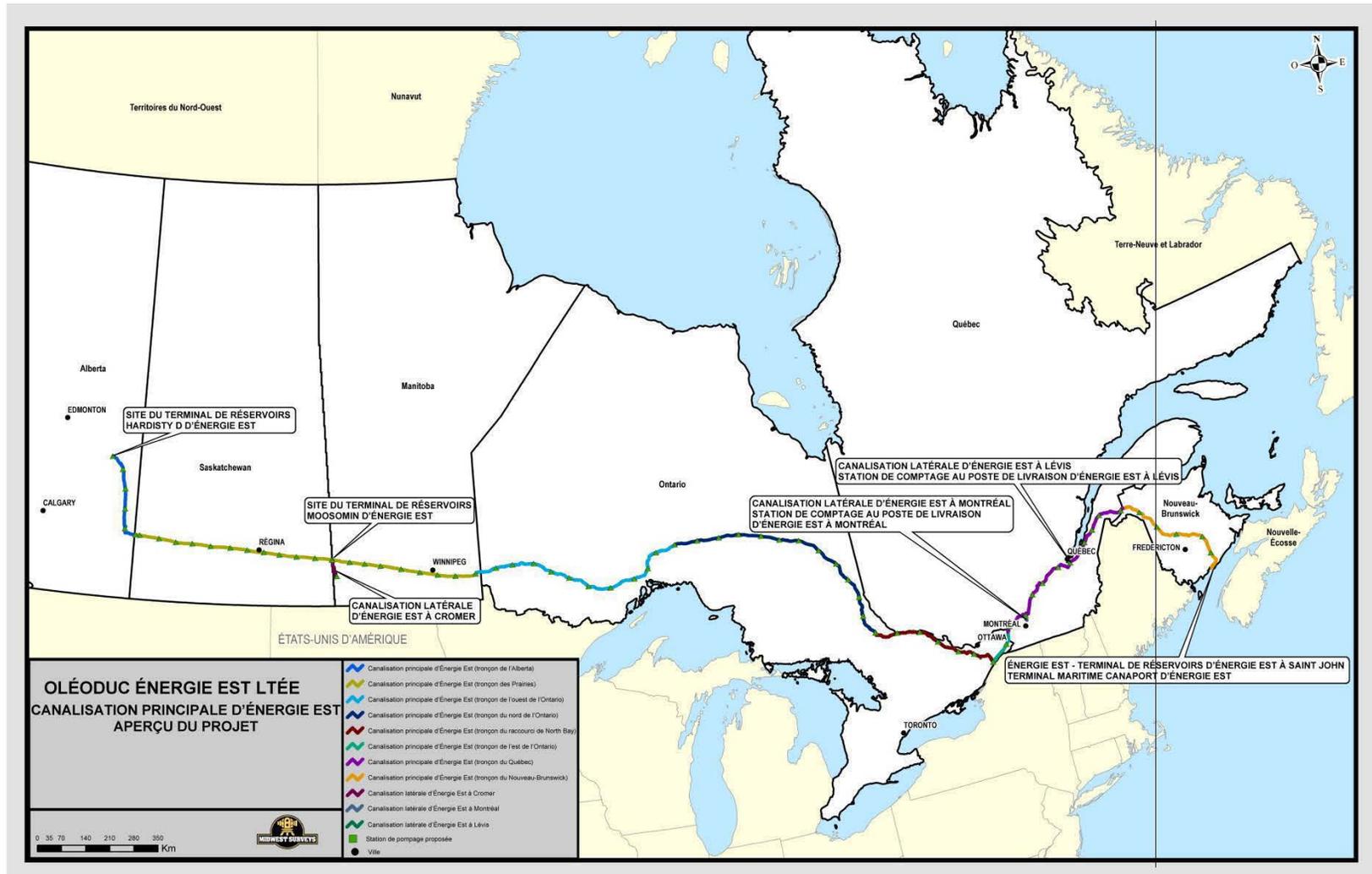


Figure 3-1 : Aperçu mis à jour du tracé et des composantes principales de l'oléoduc Énergie Est

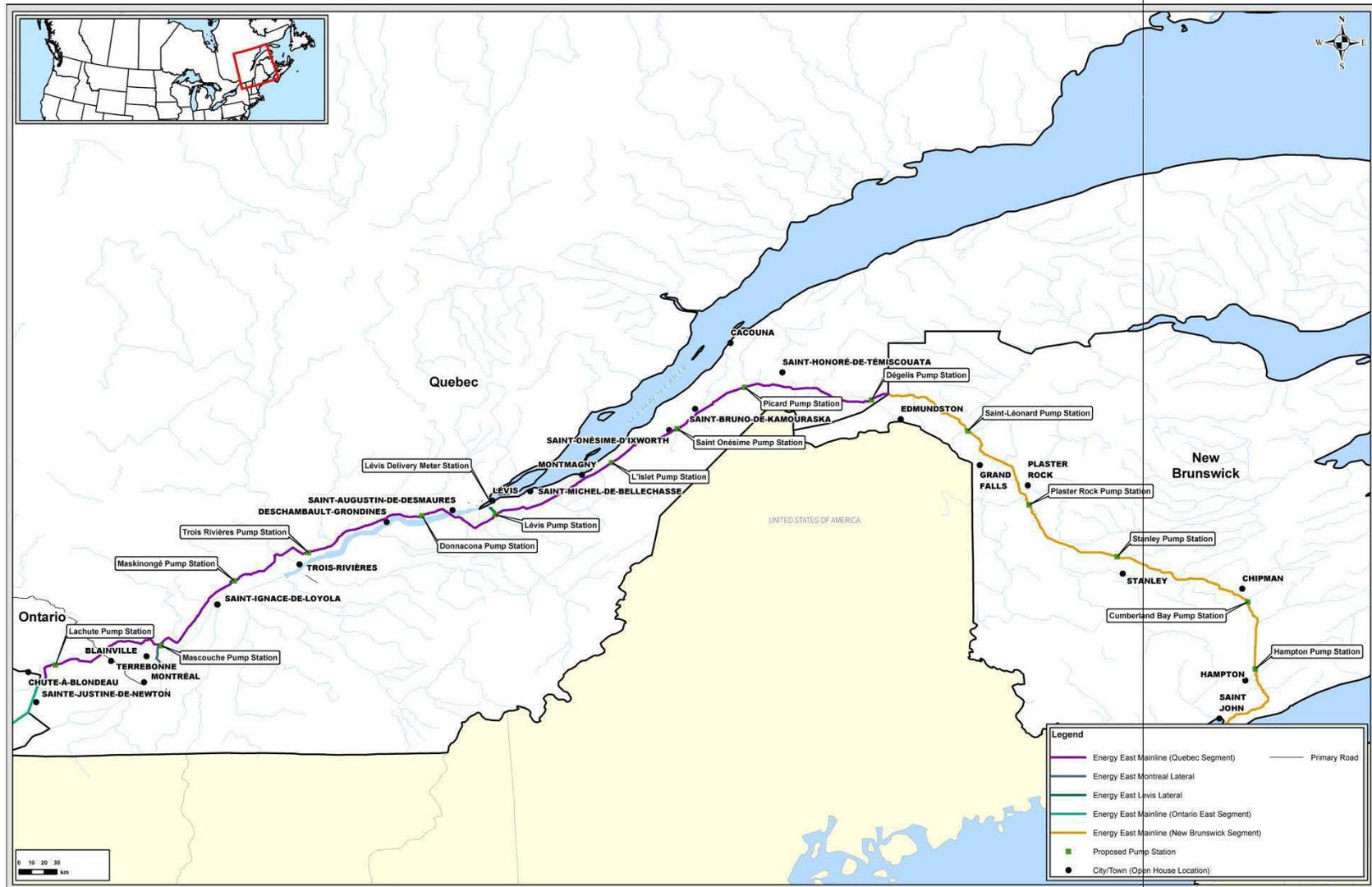


Figure 3-2 : Carte des principales composantes — Tronçons du Québec et du Nouveau-Brunswick mis à jour

En raison de la mise à jour de la portée du Projet, la dispense demandée concerne également un camp de construction qui sera déplacé de la région de Cacouna, Québec vers un nouvel emplacement situé plus près du réalignement de Saint-Onésime/Picard (voir le paragraphe 2.8.1, Modification de la Demande Volume 2, Section 4.1.3 : Mise à jour relative aux baraquements de construction). Aucune autre mise à jour de la dispense demandée n'est nécessaire dans le cadre de la présente Modification de la Demande, y compris en ce qui concerne la construction du terminal de réservoirs de Saint John et des installations connexes.

Comme il a été indiqué dans la Demande, les activités et les travaux pour lesquels une dispense en vertu de l'article 58 a été demandée ne seront entrepris que sur des terrains où les droits fonciers requis ont été obtenus et seulement lorsque, une fois que l'Office aura émis un CUP pour l'ensemble du Projet, sous réserve de toute autre directive réglementaire, les conditions de préconstruction applicables auront été respectées.

Pour de plus amples renseignements, reportez-vous à la Demande Volume 1, paragraphes 35 et 36, ainsi qu'à la Demande Volume 1, Section 2.10 : Exemption en vertu de l'article 58 de la Loi sur l'ONÉ.¹⁴

3.3 DEMANDE VOLUME 2 — VENTE ET ACHAT DES ACTIFS RELIÉS À LA CANALISATION PRINCIPALE

Comme il est décrit dans la Demande Volume 2, Énergie Est, commandité agissant pour le compte d'Energy East Pipeline Limited Partnership, et TransCanada ont conclu une convention régissant la cession des actifs gaziers de TransCanada (la « cession d'actifs »). Les actifs devant être cédés n'ont pas été modifiés par la portée mise à jour du Projet et comprennent toujours environ 3 000 km de canalisation d'un diamètre de 1 067 mm (DN 42).

Pour de plus amples renseignements au sujet de la partie du Projet devant être convertie, reportez-vous à la Demande Volume 5 ainsi qu'au Rapport supplémentaire n° 2.¹⁵

3.3.1 Entente d'Énergie Est avec les SDL

À la fin d'août 2015, TransCanada et Énergie Est ont déposé auprès de l'Office une entente de principe conclue avec trois sociétés de distribution locales de l'Est du

¹⁴ Voir le n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4D8R1.

¹⁵ N° de dépôt auprès de l'ONÉ : A63942 et A4K3C7.

Canada, entente qui aborde diverses questions relatives au Projet Énergie Est et au Projet du réseau principal de l'Est (voir la Section 5.4).¹⁶

En octobre 2015, l'entente officielle avec les SDL a été déposée. Cette entente avec les SDL aborde les préoccupations relatives au Projet soulevées par les SDL et définit les avantages économiques et la capacité dont pourront bénéficier les expéditeurs de la canalisation principale de TransCanada dans le triangle de l'Est à la suite de la cession d'actifs à Énergie Est et de la construction du PRPE. Plus particulièrement, l'entente avec les SDL porte sur :

- l'exigence de conception, dans la zone touchée du triangle de l'Est, qui est nécessaire afin de respecter toutes les exigences de service garanti auxquelles s'ajouteront 50TJ/j de capacité supplémentaire (l'« exigence de conception »).
- les avantages financiers d'au moins 100 M\$, calculés en fonction d'une valeur actualisée nette (VAN), sur le coût total dans le triangle de l'Est jusqu'à la fin de 2050. Cet avantage sera obtenu en ajustant la tranche de la « prime d'acquisition » du prix de la cession d'actifs (la « prime d'acquisition ») qui sera versé par Énergie Est.
- le fait que le total du coût en capital du PRPE et de la base tarifaire du triangle de l'Est ne dépasse pas 2,1 G\$. Tout dépassement s'ajoutera à la prime d'acquisition, ce qui fait en sorte qu'Énergie Est assume le risque de dépassement du coût en capital relatif au PRPE.

3.3.2 Convention de cession des actifs

Aux termes de la convention de cession, les actifs gaziers de TransCanada seront cédés progressivement, en fonction du calendrier de construction d'Énergie Est, et pour un prix total d'environ 1,5 G\$. Les modalités de la convention de cession demeurent essentiellement les mêmes que dans le dépôt de la Demande initiale, à l'exception d'une modification apportée afin de tenir compte du nouveau calcul de la prime d'acquisition, lequel reflète l'entente avec les SDL d'Énergie Est ainsi que l'incidence du retard de deux ans sur la tranche de la valeur comptable nette (VLN) du prix de cession.

3.3.3 Prix d'acquisition

En ce qui concerne le coût d'acquisition des installations du gazoduc, Énergie Est versera à TransCanada un prix d'achat estimé à 1,5 G\$, lequel comprend la valeur comptable nette (VCN), estimée à 744 M\$ aux dates de cession révisées, ainsi qu'une « prime d'acquisition » estimée à 734 M\$. Le calcul de la prime d'acquisition a été révisé afin de tenir compte des modalités de l'entente avec les SDL, laquelle est

¹⁶ Voir le n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4S9D7 pour consulter l'entente de principe déposée le 24 août 2015 ainsi que le n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4V1I9 pour consulter l'entente de règlement déposée le 5 novembre 2015.

décrite en détail dans la Modification Volume 1, Section 5.4 : Incidence de la cession d'actifs sur les expéditeurs de la canalisation principale. Le coût d'acquisition sera compris dans la base tarifaire d'Énergie Est, mais une tranche de ce coût sera exclue aux fins de l'établissement des droits fixes d'Énergie Est.

La tranche du coût d'acquisition qui sera incluse dans le calcul des droits fixes d'Énergie Est ne dépassera pas 1 G\$ et dépendra du coût d'acquisition final.

Cela est comparable à ce qui était indiqué dans la Demande, laquelle prévoyait que la VCN, alors estimée à environ 1 G\$, et 250 M\$ de la prime d'acquisition seraient utilisés aux fins du calcul des droits fixes.

3.3.4 Incidences de la cession d'actifs sur les expéditeurs de la canalisation principale de TransCanada

La cession des actifs gaziers de TransCanada, combinée aux installations du réseau principal de l'Est, devrait réduire les coûts que les expéditeurs de gaz auraient autrement engagés. Ces économies de coûts ont été recalculées en fonction de la valeur actualisée nette afin de tenir compte de l'entente avec les SDL et sont désormais estimées à plus de 500 M\$ pour l'ensemble des expéditeurs de la canalisation principale jusqu'en 2050. De ce montant, les économies seront, pour la même période, d'environ 400 M\$ pour les expéditeurs de la canalisation principale de l'Ouest et de 100 M\$ pour les expéditeurs du triangle de l'Est.

Incidence sur la base tarifaire, les besoins en revenus et les droits

En raison du retard de deux ans de la cession d'actifs et du Projet du réseau principal de l'Est, des conséquences de l'entente avec les SDL d'Énergie Est et des modifications de la portée et des coûts du PRPE, d'importantes modifications ont été apportées aux éléments de preuve contenus dans le Volume 2, Sections 4.4 à 4.7 de la Demande initiale. Les éléments de preuve modifiés révisés offrent un appui et une justification supplémentaires à la cession d'actifs et au PRPE. Ceux-ci démontrent les avantages qu'obtiendront les expéditeurs de la canalisation principale ainsi que la justification améliorée relative à l'intérêt public pour le Projet Énergie Est et le PRPE qui découle de l'entente avec les SDL d'Énergie Est. Les éléments de preuve révisés qui traitent de l'incidence sur la base tarifaire, les besoins en revenus et les droits de la canalisation principale peuvent être consultés dans la Modification de la Demande Volume 1, Section 5.7 : Base de tarification, besoins en revenus et droits. L'analyse relative à l'intérêt public peut être consultée dans la Modification de la Demande Volume 1, Section 5.6 : Intérêt public de la cession d'actifs.

Consultation avec les tierces parties commerciales

Dans la Demande Volume 2 (Sections 7.4.2 et 7.4.3), Énergie Est décrit la consultation avec les expéditeurs de la canalisation principale ainsi que les

préoccupations soulevées par ces derniers jusqu'en octobre 2014. Depuis ce temps, TransCanada a continué de chercher des solutions afin de résoudre les préoccupations soulevées. L'entente avec les SDL d'Énergie Est conclue en août 2015 et la liste des modalités relative au règlement ont mené à la conclusion de l'entente définitive du 30 octobre 2015, laquelle traite des enjeux et des préoccupations soulevés par les clients du secteur du gaz naturel en Ontario et au Québec.

La liste des modalités d'août a été fournie aux expéditeurs de la canalisation principale et déposée auprès de l'Office le 24 août 2015. Cette liste a été présentée au groupe de travail sur les droits de la canalisation principale le 9 septembre 2015 tandis que l'entente définitive a été présentée à ce même groupe le 12 novembre 2015. Des rencontres individuelles avec la clientèle ont eu lieu au cours du dernier mois afin de discuter plus amplement des détails et des avantages de cette entente.

Pour de plus amples renseignements au sujet de la consultation avec les expéditeurs de la canalisation principale, reportez-vous à la Section 5.11 : Avis aux tierces parties commerciales dans la Modification de la Demande Volume 1.

Capacité de transport et Projet du réseau principal de l'Est

Le Projet du réseau principal de l'Est, qui s'ajoute aux installations existantes du triangle de l'Est, sera conçu de manière à respecter l'exigence de conception de 2 714 TJ/j. En raison des demandes de service garanti supplémentaires formulées par des clients, lesquelles découlent de l'appel de soumissions sur la nouvelle capacité (ASNC) pour 2017, ainsi que de la disposition de prolongation de la durée des contrats et du processus commercial de remise, les exigences de service garanti de la canalisation principale ont augmenté, passant de 2 546 TJ/j à 2 644 TJ/j. De plus, la conclusion de l'entente avec les SDL d'Énergie Est entraîne un besoin de capacité supplémentaire de 50 TJ/j. Le coût du PRPE, qui s'établissait à 1,5 G\$ dans la Demande, est maintenant passé à 2,1 G\$.

Modification de la Demande relative au Projet du réseau principal de l'Est

Dans une demande connexe mais distincte, TransCanada a demandé l'approbation, en vertu de la Partie III de la Loi sur l'ONÉ, du Projet du réseau principal de l'Est, lequel est constitué de nouvelles installations de gaz naturel situées le long de la ligne de Montréal actuelle dans le sud-est de l'Ontario. Ces installations, qui sont situées au cœur d'une région où la demande en gaz est la plus élevée, permettront à TransCanada de continuer de respecter ses obligations actuelles en matière de service garanti, en plus d'offrir un lien direct vers les options d'approvisionnement de Marcellus et d'Utica.

Pour ce qui est du PRPE, la Demande Volume 2A d'Énergie Est contenait des renseignements relatifs aux questions d'ordre commercial sous-jacentes au PRPE

ainsi que des renseignements appuyant la partie de la Demande portant sur la cession d'actifs. Ces renseignements commerciaux portaient notamment sur :

- l'incidence du coût du PRPE révisé de 2,1 G\$ sur la base tarifaire, les besoins en revenus et les droits de la canalisation principale de TransCanada
- l'approvisionnement en gaz et les marchés du gaz dans l'Est du Canada et dans le Nord-Est des États-Unis (É.-U.)
- les contrats de transport et les solutions de rechange à la conception du système
- les avis aux tierces parties commerciales

Une modification de la demande relative au PRPE sera déposée séparément en décembre 2015, conformément à ce qui avait été préalablement annoncé à l'Office.¹⁷ Cette modification comprendra des installations gazières supplémentaires qui permettront d'adapter l'exigence de conception découlant :

- d'une augmentation des obligations de service garanti à la suite de l'ASNC pour 2017
- de l'application des résultats du processus de remise et de la disposition de prolongation de la durée des contrats sur les contrats existants dans la « zone touchée »¹⁸
- de l'entente avec les SDL d'Énergie Est

La présente Modification de la Demande comprend des mises à jour des renseignements commerciaux relatifs au gaz qui ont été fournis dans la Demande initiale.

3.3.5 Mise à jour des prévisions de l'approvisionnement en gaz naturel et des marchés du gaz

Dans la Section 4.3 de la Demande Volume 2, Énergie Est a présenté les perspectives de TransCanada en matière d'offre et de demande pour le triangle de l'Est. À cette section s'ajoutait la Section 5 de la Demande Volume 2, laquelle comprenait un aperçu de l'approvisionnement en gaz disponible pour le triangle de l'Est, des prévisions relatives aux marchés du gaz desservis par le Projet du réseau principal de l'Est ainsi que des prévisions du débit pour la canalisation principale. Ces sections ont été mises à jour dans le dépôt de la présente Modification afin de tenir compte :

- des nouveaux renseignements qui ont été obtenus dans l'année qui s'est écoulée depuis le dépôt de la Demande en octobre 2014

¹⁷ Voir la lettre de TransCanada à l'ONÉ datée du 2 avril 2015 (n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4K214) et la réponse de TransCanada à ONÉ 2.1(a, b). Voir le n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4L4D7.

¹⁸ Ce terme s'entend des marchés intérieurs d'Enbridge EDA, Union EDA, GMIT EDA, KPUC EDA, ainsi que des marchés d'exportation de Cornwall, East Hereford, Iroquois, Napierville et Phillipsburg.

- du retard de deux ans de l'échéancier relatif à la cession d'actifs et au PRPE
- du processus d'ASNC pour 2017 ainsi que des processus commerciaux supplémentaires entrepris par TransCanada
- des incidences relatives à l'entente avec les SDL d'Énergie Est
- des modifications de la portée du PRPE

Les mises à jour des éléments de preuve concernant l'approvisionnement et les marchés confirment la justification du PRPE et de la cession d'actifs de la canalisation principale. Les éléments de preuve modifiés concernant l'approvisionnement, la demande du marché et le débit sont présentés dans la Modification de la Demande Volume 1, Section 6.0 : Questions commerciales – Gaz naturel.

3.4 DEMANDE VOLUME 3 — COMMERCIAL

3.4.1 Mise à jour des conventions de service de transport

Comme il est décrit dans la Demande Volume 3, Énergie Est a obtenu des engagements de transport sur 20 ans sous forme de conventions de services de transport (CST) signées lors de l'appel de soumissions initial de 2013. Ces engagements, qui totalisent 144 000 m³/j (905 000 b/j), témoignent du soutien commercial continu au Projet ainsi que du besoin d'accès accru au marché.

En février 2015, Énergie Est a avisé ses expéditeurs que les travaux à Cacouna avaient été suspendus et que des solutions de rechange potentielles au terminal maritime étaient évaluées.¹⁹ Depuis que la portée mise à jour du Projet a été annoncée au début d'avril 2015, Énergie Est et ses expéditeurs ont collaboré afin d'apporter aux CST des modifications relatives à cette mise à jour. On a demandé aux expéditeurs ayant un point de livraison contractuel à Montréal et à Québec (c.-à-d., les CST de base) de retirer de leur CST toute référence à un terminal maritime au Québec, ceux-ci ayant le choix de maintenir leur point de livraison contractuel de Québec (raffinerie) ou de le changer pour le point de livraison contractuel de Saint John, NB.

Au moment du dépôt de la présente Modification, un volume de 115 200 m³/j (725 000 b/j) est visé par des CST qui prévoient :

- un point de livraison contractuel à Québec (c.-à-d., à une raffinerie sans le terminal maritime et le terminal de réservoirs au Québec), ou
- un point de livraison contractuel à Saint John, Nouveau-Brunswick

¹⁹ Voir le Rapport supplémentaire n° 1, Section 1.5.1 : Terminal maritime de Cacouna d'Énergie Est (n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4G 9T2).

Un total de 42 900 m³/j (270 000 b/j) est toujours sous contrat aux termes des CST de base non modifiées. Des discussions de nature commerciale concernant les modalités relatives aux livraisons à Saint John ou aux évaluations continues d'autres options de livraison.

Appel de soumissions subséquent

À l'automne 2014, Énergie Est a tenu un appel de soumissions.

Toute la capacité offerte a été souscrite lors de cet appel de soumissions subséquent et en novembre 2014, des CST exécutoires portant sur des engagements de transport garanti de 14 000 m³/j (90 000 b/j) supplémentaires ont été conclus. Ainsi, le total des engagements de transport s'élève désormais à 158 000 m³/j (995 000 b/j), pour une durée moyenne de 19 ans.

3.4.2 Modalités de transport et droits

Le concept des droits négociés pour le Projet demeure inchangée; cependant, certaines composantes relatives aux prévisions ont été révisées et ont entraîné une modification des droits indicatifs.

Mise à jour des droits indicatifs

La Modification de la Demande comprend des droits indicatifs qui ont été mis à jour afin :

- de tenir compte de l'augmentation du coût estimatif du Projet, lequel passe de 14,4 G\$ à 19,3 G\$, ainsi que de la mise en service par étapes prévue au quatrième trimestre de 2020 (voir la Section 3.8.3 : Mise à jour du calendrier de construction)
- d'inclure le coût d'acquisition révisé des installations du gazoduc de TransCanada qui seront incluses dans le calcul des droits fixes
- de retirer le droit indicatif relatif au terminal maritime de Cacouna préalablement proposé

La méthode de calcul des droits qui est utilisée dans les CST est négociée et offre aux expéditeurs engagés une certitude quant au prix à long terme qu'ils devront payer pour le transport sur le pipeline Énergie Est.

3.4.3 Offre de pétrole brut et marchés du pétrole

Énergie Est a mis à jour l'analyse de l'offre et des marchés qui était présentée dans la Demande Volume 3.²⁰ Dans le cadre de cette mise à jour, des références et des

²⁰ Voir la Demande Volume 3, Section 3 : Offre et marchés (N° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4D8T5).

hypothèses relatives au terminal maritime de Cacouna préalablement proposé ont été retirées.

Depuis le dépôt de la Demande initiale, les prix du pétrole brut ont chuté de 50 pour cent ou plus par rapport à leurs niveaux les plus élevés en 2014. L'analyse de l'offre et des marchés démontre que la production de pétrole brut canadien continuera de croître afin de répondre à la demande, mais cette croissance sera plus lente que celle prévue antérieurement. Cela confirme qu'une capacité de transport de pétrole supplémentaire à partir de l'Ouest canadien est toujours nécessaire afin de fournir aux producteurs et aux consommateurs un accès sûr et diversifié au marché.

Dans le cadre de l'analyse de l'offre et des marchés, Énergie Est a eu recours aux services d'un consultant tiers indépendant, IHS Inc. (IHS), afin de préparer un rapport sur les perspectives relatives à l'offre de pétrole brut et aux marchés du pétrole ainsi que sur d'autres questions connexes pertinentes au Projet. Le rapport IHS a depuis été mis à jour afin de tenir compte des perspectives actuelles, notamment du déclin du cours du pétrole brut, de la date de mise en service révisée maintenant prévue pour le quatrième trimestre de 2020 ainsi que des revenus nets correspondants des producteurs.

Selon le rapport IHS mis à jour, l'offre de l'Ouest canadien devrait augmenter à un rythme plus lent que celui initialement prévu, celle-ci devant passer de 588 000 m³/j (3,7 millions b/j) en 2014 à 938 000 m³/j (5,9 millions de b/j) d'ici l'année 2030. En plus de ses propres prévisions, le rapport IHS mis à jour renvoie aux prévisions de production de pétrole brut de 2015 de l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP), lesquelles sont légèrement plus élevées, avec 32 000 m³/j (200 000 b/j) de plus, que celles présentées par IHS. Les prévisions de l'ACPP et de IHS indiquent toutes deux que la croissance de l'offre dans l'Ouest canadien entraînera un besoin d'accès à de nouveaux marchés et à des marchés diversifiés tels que :

- le marché des activités de raffinage au Québec, lequel a une capacité de 64 000 m³/j (402 000 b/j) et dont 81 % de l'approvisionnement est actuellement importé
- le marché des activités de raffinage dans le Canada atlantique, lequel a une capacité de 66 000 m³/j (415 000 b/j) et dont 83 % de l'approvisionnement est actuellement importé
- le marché des activités de raffinage de la région du Petroleum Administration for Defence District (PADD) I de la côte Est des États-Unis, lequel a une capacité de 211 000 m³/j (1,33 million b/j) et dont 60 % de l'approvisionnement est actuellement importé, 45 % de cette importation provenant du Canada
- le marché des activités de raffinage dans la région PADD III de la côte américaine du Golfe du Mexique, dont l'accès peut se faire par pétrolier

- les marchés des activités de raffinage internationaux, y compris ceux de l'Europe et de l'Inde

Les analyses de l'offre et de la demande en pétrole, tant dans la Demande initiale que dans les mises à jour de la présente Modification, démontrent qu'une capacité de transport de pétrole supplémentaire est nécessaire dans l'Ouest canadien. Cette conclusion est toujours appuyée par les engagements exécutoires de transport à long terme sur le pipeline Énergie Est.

Pour consulter l'analyse de l'offre et des marchés et le rapport IHS mis à jour, voir la Modification de la Demande Volume 1, Annexe Vol. 1-11 : Étude de l'offre et des marchés pour le Projet Énergie Est.

3.5 DEMANDE VOLUME 4 — CONCEPTION DU PIPELINE

3.5.1 Tronçons de la canalisation principale

La canalisation principale d'Énergie Est comprend toujours huit tronçons de canalisation principale qui, combinés, constituent une ligne de transport directe, ou « canalisation express », pour acheminer les livraisons de pétrole brut de Hardisty, Alberta jusqu'à Saint John, Nouveau-Brunswick, tel qu'il décrit dans la Demande.

Compte tenu de la portée mise à jour du Projet, l'ancienne section de Cacouna n'est plus requise et la canalisation principale d'Énergie Est est désormais divisée en 73 sections de pipeline par rapport aux 74 sections initialement prévues. Les sections de pipeline vont d'une station de pompage à une autre et sont nommées en fonction de la station se trouvant en amont, sauf aux frontières du Québec (où les sections débutent ou se terminent) et à la station de Burstall (où les tronçons de l'Alberta et des Prairies se raccordent). Le Rapport supplémentaire n° 5 présentera des tableaux mis à jour des sections de pipeline qui correspondront au remplacement et à la mise à jour prévue de l'ensemble des cartes générales et détaillées du tracé du Projet.²¹

Pour connaître les noms, coordonnées et longueurs des sections de pipeline des tronçons mis à jour du Québec et du Nouveau-Brunswick, reportez-vous aux tableaux 2-1 et 2-16 de la Modification de la Demande Volume 2 (Sections 2.1 et 2.2, respectivement).

Comme il est décrit dans la Demande, quatre des tronçons de la canalisation principale d'Énergie Est seront des pipelines nouvellement construits, ces tronçons étant ceux de l'Alberta, de l'Est de l'Ontario, du Québec et du Nouveau-Brunswick. Les quatre autres tronçons seront des parties converties de trois lignes de gaz

²¹ Voir le Rapport supplémentaire n° 4, Section 1.11, pour de plus amples renseignements sur le remplacement des cartes (SR 5-1). N° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4T7T5.

existantes de TransCanada, soit la ligne des Prairies, la ligne du Nord de l'Ontario et le Raccourci de North Bay.²² Ces lignes ont été choisies pour être converties parce qu'elles répondaient aux exigences en matière de diamètre de canalisation (1 067 mm/DN 42) et qu'elles étaient les mieux situées pour faciliter les travaux de construction. La longueur totale des lignes de gaz devant être converties est d'environ 3 000 km.

La portée mise à jour du Projet n'entraîne aucune modification des noms des tronçons ou du nombre de tronçons que comporte la canalisation principale d'Énergie Est.

Des sommaires relatifs aux tronçons de la canalisation principale d'Énergie Est sont fournis ci-après, d'ouest en est. Reportez-vous à la Demande Volume 4A pour consulter la description détaillée des nouveaux tronçons de la canalisation principale et à la Demande Volume 5 pour de plus amples renseignements sur les tronçons de conversion.²³

Tronçon de l'Alberta

Le tronçon de l'Alberta comporte environ 284 km de nouvelle canalisation principale et cinq stations de pompage. Ce tronçon va d'un nouveau terminal de réservoirs au complexe Hardisty (terminal de réservoirs Hardisty D) jusqu'à la station de vanne de régulation de la pression située à Burstall, Saskatchewan, à environ 2 km de la frontière Alberta/Saskatchewan. La station de Burstall sera construite à côté d'une station de compression existante de TransCanada. Environ 82 % du tracé suit parallèlement des développements linéaires existants (p. ex., des pipelines, des chemins de fer, des routes et des lignes électriques). Les installations d'insertion pour les outils d'inspection en ligne et de nettoyage seront construites aux stations de Hardisty D et de Burstall. Le site de Burstall sera également doté d'installations de réception.

Pour de plus amples renseignements spécifiques au site, voir la Demande Volume 4A, Section 3.1, Tronçon de l'Alberta.²⁴ Reportez-vous également au Rapport supplémentaire n° 2, Section 1.4 : Demande Volume 5 – Conception de la conversion, ainsi qu'au Rapport supplémentaire n° 4, Section 1.3.2 : Rajustements des sections du pipeline – Nouveaux tronçons de la canalisation principale.²⁵

²² Une fois convertis, les quatre tronçons seront : le tronçon des Prairies, le tronçon de l'Ouest de l'Ontario, le tronçon du Nord de l'Ontario et le tronçon du Raccourci de North Bay.

²³ Voir le n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4D8V1 et A4D8X6.

²⁴ Voir le n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4D8V1.

²⁵ Voir le n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4K3C7.

Tronçon des Prairies

Le tronçon des Prairies comporte environ 1 060 km de pipeline de gaz naturel converti et 19 stations de pompage. Cette longueur de pipeline comprend environ 2,3 km de nouvelle canalisation qui serviront à réaligner le tracé autour d'un emplacement d'installations de TransCanada et à installer un franchissement de 1 067 mm (DN 42) de diamètre sur la rivière Assiniboine. Le tronçon des Prairies va de la station de vanne de régulation de la pression de Burstall jusqu'à une station de pompage qui sera située à environ 92 km à l'est de Sainte-Anne-des-Chênes, MB (la « station de pompage de Falcon Lake »). Environ 94 pour cent de la longueur de ce tronçon sera constituée d'un pipeline converti de la ligne 100-4 de la canalisation principale de la ligne des Prairies; les 6 % restants proviendront de la ligne 100-3. Des installations d'insertion et de retrait de racleurs seront construites sur les sites de quatre stations de pompage, ainsi qu'à la station de pompage de Burstall.

Pour de plus amples renseignements spécifiques au site, voir la Demande Volume 5, Sections 2, 3 et 4.²⁶ Reportez-vous également au Rapport supplémentaire n° 2, Section 1.4 : Demande Volume 5 – Conception de la conversion, ainsi qu'au Rapport supplémentaire n° 4, Section 1.4 : Demande Volume 5 – Conception de la conversion.²⁷

Tronçon de l'Ouest de l'Ontario

Le tronçon de l'Ouest de l'Ontario comporte environ 721 km de pipeline de gaz naturel converti et 11 stations de pompage. Cette longueur de pipeline comprend environ 1 km de nouvelle canalisation qui servira à réaligner le tracé autour de trois emplacements d'installations de TransCanada. Le tronçon de l'Ouest de l'Ontario va de la station de pompage de Falcon Lake jusqu'à une station de pompage qui sera située à environ 12 kilomètres au nord-est de la municipalité fusionnée de Geraldton, Ontario (la « station de pompage de Geraldton »). Ce tronçon sera constitué de pipelines convertis des lignes 100-3 et 100-4 de la ligne du Nord de l'Ontario (environ 62 % et 38 % respectivement). Des installations d'insertions et de retraits de racleurs seront construites à trois stations de pompage sur ce tronçon.

Pour de plus amples renseignements spécifiques au site et pour consulter les cartes du tronçon de l'Ouest de l'Ontario, voir la Demande Volume 5, Sections 2, 3 et 4. Reportez-vous également au Rapport supplément n° 2, Section 1.4 : Demande Volume 5 – Conception de la conversion, ainsi qu'au Rapport supplémentaire n° 4, Section 1.4 : Demande Volume 5 – Conception de la conversion.²⁸

²⁶ Voir le n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4K3C7.

²⁷ Voir le n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4K3C7.

²⁸ Voir le n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4K3C7.

Tronçon du Nord de l'Ontario

Le tronçon du Nord de l'Ontario comporte environ 790 km de pipeline de gaz naturel converti et 12 stations de pompage. Cette longueur de pipeline comprend environ 580 mètres de nouvelle canalisation qui serviront à réaligner le tracé autour de deux emplacements d'installations existants de TransCanada. Ce tronçon va de la station de pompage de Geraldton jusqu'à une station de pompage située directement au nord et à environ 15 km de North Bay, Ontario (station de pompage de North Bay). Environ 82 % de la longueur du tronçon sera constituée d'un pipeline converti de la ligne 100-3 de la ligne du Nord de l'Ontario; les 18 % restants proviendront de la ligne 100-4. Les installations d'insertion et de retrait de racleurs seront construites sur les sites de trois stations de pompage de ce tronçon.

Pour de plus amples renseignements spécifiques au site ainsi que des cartes, voir la Demande Volume 5, Sections 2, 3 et 4. Reportez-vous également au Rapport supplémentaire No. 2, Section 1.4 : Demande Volume 5 – Conception de la conversion, ainsi qu'au Rapport supplémentaire No. 4, Section 1.4 : Demande Volume 5 – Conception de la conversion.²⁹

Tronçon du Raccourci de North Bay

Le Tronçon du Raccourci de North Bay comporte environ 430 km de pipeline de gaz naturel converti ainsi que six stations de pompage. Cette longueur de pipeline comprend environ 2,5 km de nouvelle canalisation afin de réaligner le tracé et remplacer deux franchissements de rivières d'un diamètre de 914 mm (DN 36) (rivières Madawaska et Rideau). Ce tronçon va de la station de pompage de North Bay jusqu'à une station de pompage (station de pompage Iroquois) située à l'intersection du Raccourci de North Bay et de la ligne de Montréal de TransCanada, à environ 6 km au nord-ouest d'Iroquois, Ontario. Le pipeline de ce tronçon sera constitué d'une canalisation convertie de la Ligne 1200-2 du Raccourci de North Bay. Des installations d'insertion et de retrait de racleurs seront construites sur les sites de deux stations de pompage de ce tronçon.

Pour de plus amples renseignements spécifiques au site ainsi que les cartes du tronçon du Raccourci de North Bay, voir la Demande Volume 5, Sections 2.0, 3.0 et 4.0. Reportez-vous également au Rapport supplémentaire n° 2, Section 1.4 : Demande Volume 5 – Conception de la conversion, ainsi qu'au Rapport supplémentaire n° 4, Section 1.4 : Demande Volume 5 – Conception de la conversion.³⁰

²⁹ Voir le n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4K3C7.

³⁰ Voir le n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4K3C7.

Tronçon de l'Est de l'Ontario

Le tronçon de l'Est de l'Ontario comportera environ 106 km de nouvelle canalisation principale ainsi que deux stations de pompage. Ce tronçon ira de la station de pompage d'Iroquois jusqu'à un point près de la frontière Ontario/Québec, à environ 16 km au sud de Lachute, Québec. Environ 76 pour cent du tracé suit parallèlement des développements linéaires existants. Des installations d'insertion et de retrait de racleurs seront construites sur le site de la station de pompage d'Iroquois.

Pour de plus amples renseignements spécifiques au site ainsi que des cartes, voir la Demande Volume 4A, Section 3.2 : Tronçon de l'Est de l'Ontario. Reportez-vous également au Rapport supplémentaire n° 1, Section 1.3.1 : Tracé du pipeline.³¹

Tronçon du Québec — Composantes mises à jour du Projet

En tenant compte des renseignements déposés les plus à jour relatifs au tracé qui va de la frontière Ontario/Québec jusqu'à Lévis, le tronçon du Québec comporte désormais environ 625 km de nouvelle canalisation principale (voir le Tableau 3-1). Lorsque l'on tient compte de la reconfiguration du pipeline liée à Cacouna et des améliorations continues au tracé, le tronçon se voit réduit d'environ 68 km par rapport au total approximatif de 693 km présenté dans la Demande initiale.

Les composantes mises à jour du Projet au Québec comprennent notamment :

- environ 264 km de nouvelle canalisation principale de la station de pompage de Lévis jusqu'à la frontière Québec/Nouveau-Brunswick (le « tronçon du Québec à l'est de Lévis »), soit environ 66 km de moins par rapport à l'ancien total
- cinq sections de pipeline par rapport aux six sections de la Demande initiale³²
- cinq emplacements de station de pompage au lieu de six, y compris deux emplacements dotés d'installations d'insertion et de retrait de racleurs aux fins de l'inspection en ligne
- de l'équipement connexe, y compris environ 35 vannes d'arrêt de la canalisation principale

Tracés de rechange — Sections de pipeline

Suite à la décision de retirer le terminal maritime d'Énergie Est à Cacouna et les installations connexes de la portée du Projet, Énergie Est a évalué la configuration du pipeline à destination et en provenance de la région de Cacouna au Québec. Celle-ci a également envisagé divers tracés de rechange qui lui auraient permis de respecter ses

³¹ Voir le n° de dépôt auprès de l'ONÉ: A4G9T2.

³² Il s'agit des sections de Lévis, de L'Islet, de Saint-Onésime, de Picard et de Dégelis. Reportez-vous à la Section 2.1.1 : Modifications apportées au tracé et aux longueurs de pipeline, Modification de la Demande Volume 2 : Conception, construction et exploitation.

exigences commerciales relatives au Projet tout en continuant de respecter les critères de sélection de tracés qu'elle a établis.³³

En se fondant sur cette analyse, Énergie Est a sélectionné un tracé de pipeline pour le tronçon du Québec à l'est de Lévis qui est environ 66 km plus court que l'ancien tracé qui comprenait les pipelines de la région de Cacouna.³⁴ Le tracé choisi :

- suit le corridor de pipeline évalué sur 90 pour cent de sa longueur
- comprend un nouveau réalignement de 27 km entre deux points situés sur le corridor de pipeline présenté dans la Demande initiale (réalignement de Saint-Onésime/Picard)
- suit parallèlement l'emprise existante sur environ 47 pour cent de la longueur
- n'a aucune incidence sur les tracés proposés pour les livraisons vers les raffineries du Québec qui passeront par les canalisations latérales de Montréal et de Lévis

Pour de plus amples renseignements au sujet du tronçon du Québec à l'est de Lévis mis à jour, reportez-vous à la Section 2.1 de la Modification de la Demande Volume 2. Reportez-vous également à la description spécifique relative au pipeline fournie dans la Demande Volume 4A : Section 3.3,³⁵ ainsi qu'au Rapport supplémentaire n° 4, Section 1.3.2 : Rajustements des sections du pipeline.³⁶

Tronçon du Nouveau-Brunswick - Composantes mises à jour du Projet

Le tronçon du Nouveau-Brunswick comporte désormais environ 412 km de nouvelle canalisation principale de la frontière Québec/Nouveau-Brunswick jusqu'au Complexe Énergie Est situé à environ 6 km au sud-est de Saint John, Nouveau-Brunswick. Environ 22 pour cent du tracé suit parallèlement des développements linéaires existants.

Des cinq stations de pompage situées le long de ce tronçon, trois ont été déplacées et renommées dans le cadre de la présente Modification de la Demande. Des changements découlant de ces modifications ainsi que des changements à des fins de conformité ont donc été apportés aux coordonnées, aux longueurs et aux noms des sections de pipeline. Des installations d'insertion et de retrait de racleurs seront construites sur le site d'une station de pompage. Des installations de retrait seront construites au terminal de réservoirs de Saint John, dans le Complexe Énergie Est.

³³ Voir la Demande Volume 4A, Section 2.2. : Critères de sélection du tracé (n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4D8V1).

³⁴ Voir le Rapport supplémentaire n° 1, Mise à jour du Projet et Errata, Section 1.3.1 et Section 2 (n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4G9T2 et A4G9T3).

³⁵ Voir le n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4D8V5.

³⁶ Voir le n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4T74T

La quasi-totalité du Complexe Énergie Est a été reconfigurée dans le cadre de la présente Modification de la Demande, cette reconfiguration touchant notamment :

- le terminal de réservoirs de Saint John
- le terminal maritime Canaport d'Énergie Est
- les installations de comptage de transfert de propriété
- les raccordements de pipeline des terminaux et la tuyauterie intérieure
- l'aménagement du site

Tracé du pipeline - Tronçon du Nouveau-Brunswick

Le retrait des installations de Cacouna n'a pas eu d'incidence importante sur le tracé de 412 km du tronçon du Nouveau-Brunswick. Par conséquent, les renseignements préalablement déposés relatifs au tracé du pipeline, aux considérations d'ordre technique, aux franchissements de cours d'eau et aux différentes études techniques n'ont pas été révisés par la présente Modification de la Demande. Des mises à jour de routine de ces renseignements ont été fournies et continueront d'être fournies dans le cadre de rapports supplémentaires trimestriels.

Pour de plus amples renseignements au sujet du tronçon du Nouveau-Brunswick, reportez-vous à la Section 2.2 de la Modification de la Demande Volume 2. Reportez-vous également aux renseignements spécifiques au site présentés dans la Demande Volume 4A, Section 3.4, ainsi que dans les rapports supplémentaires n° 1 et n° 3, Volume de la Mise à jour relative au Projet et Errata, Section 1.3 : Tracé du pipeline.³⁷

3.5.2 Canalisations latérales et pipelines d'interconnexion des terminaux

Dans la Demande Volume 4A, Énergie Est a décrit les canalisations latérales et les pipelines d'interconnexion des terminaux qui ont été proposés pour le Projet. La longueur combinée de ces canalisations latérales était d'environ 98 km au moment du dépôt de la Demande.³⁸

Les améliorations continues apportées au tracé, lesquelles ont été décrites dans le cadre du processus des rapports supplémentaires, ont entraîné une diminution globale approximative de 4 km de la longueur combinée des trois canalisations latérales qui ne sont pas touchées par la modification de la portée du Projet — soit les canalisations latérales de Cromer (58 km), de Montréal (16 km) et de Lévis (8 km). La longueur combinée de ces canalisations latérales est actuellement de 82 km.³⁹ Les canalisations latérales de Montréal et de Lévis suivent parallèlement des perturbations

³⁷ Voir les nos de dépôt auprès de l'ONÉ : A4G9T2 et A4R0V4.

³⁸ Voir les Sections 3.5 à 3.9 de la Demande Volume 4A : Conception du pipeline (n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4D8V1).

³⁹ Voir le Rapport supplémentaire n° 3, Volume de la Mise à jour relative au Projet et Errata, Section 2.0 : Errata (n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4R0V5).

linaires existantes sur environ 19 % et 57 % de leur longueur respective. Environ 92 pour cent du tracé de la canalisation latérale de Cromer est situé sur une nouvelle emprise de pipeline.

En raison du retrait du terminal maritime de Cacouna et des installations connexes de la portée du Projet, le raccordement de Cacouna ne fait plus partie du Projet. Par conséquent, la longueur totale du pipeline est réduite d'environ 3 km.

Afin de refléter les mises à jour apportées à la conception du Complexe Énergie Est, les pipelines d'interconnexion de Saint John ont été reconfigurés. Bien que le tracé proposé demeure quasiment identique à celui présenté dans la Demande Volume 4A, la longueur combinée des pipelines a été réduite d'environ 2,8 km. Cette réduction a été obtenue en raccourcissant la longueur du chevalet du terminal maritime Canaport d'Énergie Est et en déplaçant le système de gestion de la vapeur du terminal de réservoirs de Saint John vers une nouvelle zone d'équipement auxiliaire située à mi-chemin entre le terminal de réservoirs et le terminal maritime.

Pour de plus amples renseignements au sujet de la reconfiguration des pipelines d'interconnexion de Saint John, reportez-vous aux Sections 2.4, 3.2 et 3.3 de la Modification de la Demande Volume 2. Reportez-vous également à la Demande Volume 4A, Section 3.9.⁴⁰

3.5.3 Tracé du pipeline – Composantes mises à jour du Projet

Lorsqu'elle a choisi le tracé de la nouvelle canalisation principale, des canalisations latérales et des pipelines d'interconnexion du Projet, Énergie Est a appliqué les critères de sélection de TransCanada. Ces critères ont également été appliqués au choix de la nouvelle emprise de pipeline pour le tronçon du Québec à l'est de Lévis. Pour de plus amples renseignements au sujet des critères relatifs au tracé, reportez-vous à la Modification de la Demande Volume 2, Section 2.1.3 : Tracés de rechange – Réalignement de Saint-Onésime/Picard.

En appliquant ces critères relatifs au tracé, Énergie Est a aligné le tracé des nouveaux pipelines de manière à ce qu'environ 52 pour cent de la totalité de la nouvelle emprise de la canalisation principale requise pour le Projet suive des perturbations linéaires existantes. La comparaison entre l'emprise parallèle et l'emprise non parallèle le long de la canalisation principale d'Énergie Est est résumée dans le Tableau 3-3 ci-dessous et est illustrée dans la Figure 3-3 pour l'ensemble du Projet et dans la Figure 3-4 pour les tronçons du Québec et du Nouveau-Brunswick mis à jour.

Pour de plus amples renseignements, voir la Demande Volume 4A, Section 2.2 : Critères de sélection du tracé, ainsi que le Volume 11, Section 2.1.2, Tracé du pipeline. Voir également l'ÉES Volume 1, Section 4.2 : Tracé et sélection des sites.

⁴⁰ Voir le n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4D8V1.



Figure 3-3 : Emplacements mis à jour des emprises parallèles et non parallèles le long de la canalisation principale d'Énergie Est

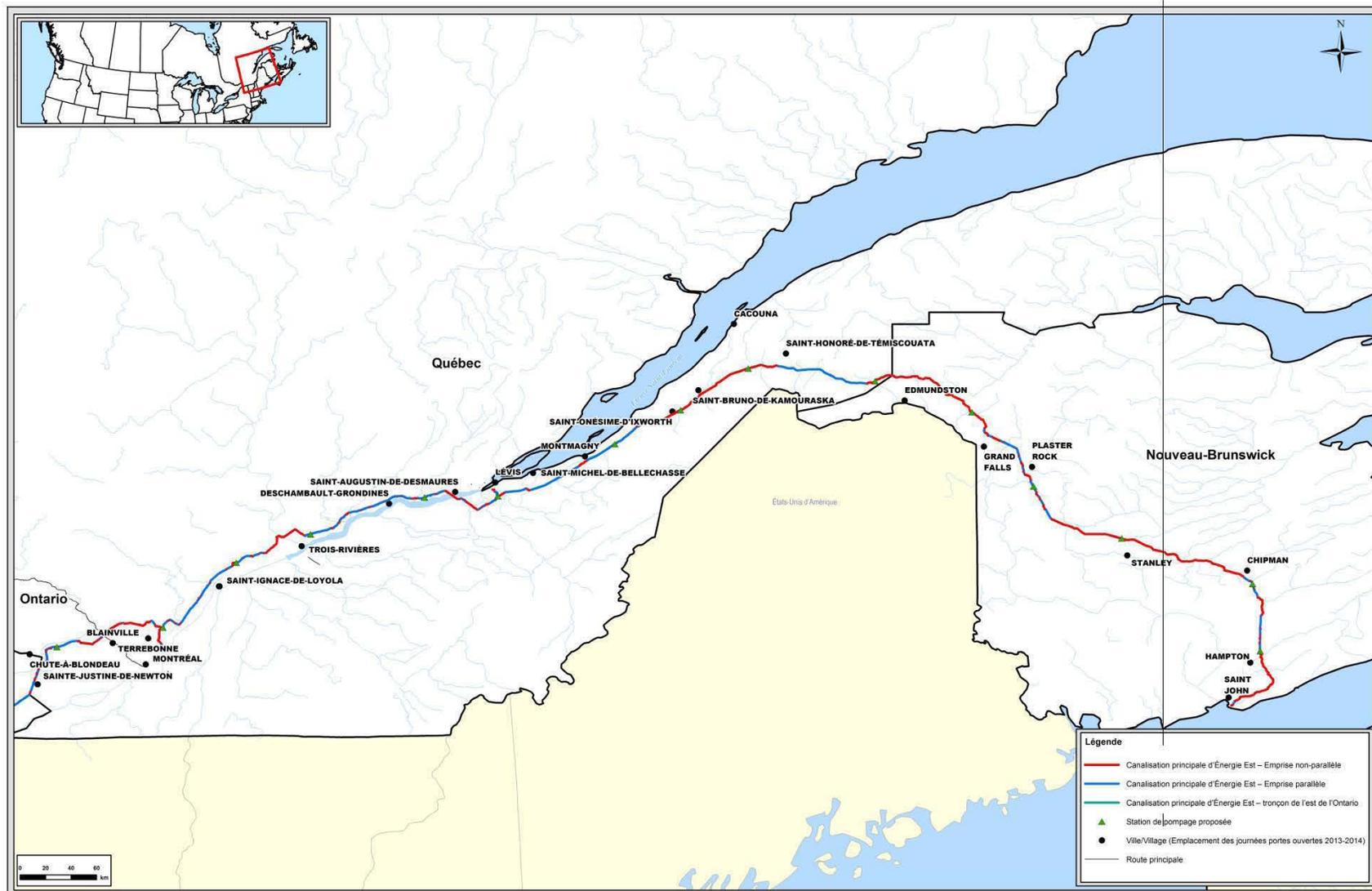


Figure 3-4 : Emplacements des emprises parallèles et non parallèles le long des tronçons du Québec et du Nouveau-Brunswick

Tableau 3-3 : Emprises parallèles et non parallèles sur la canalisation principale d'Énergie Est

Nom du tronçon de la canalisation principale	Emprise parallèle initiale (km) ¹	Emprise parallèle actuelle (km) ¹	Total de l'emprise initiale (km) ^{1,3}	Total de l'emprise actuelle (km) ¹	Emprise parallèle initiale (%) ²	Emprise parallèle actuelle (%) ²
Tronçon de l'Alberta	234	233	284	284	82	82
Tronçon de conversion	3 000	3 002	3 006	3 002	100	100
Tronçon de l'est de l'Ontario	81	81	104	106	78	77
Tronçon du Québec	386	336	693	625	56	53
Tronçon du Nouveau-Brunswick	110	92	407	412	27	22
Total	3 811	3 744	4 495	4 429	85	85

Notes :

1. Les chiffres de cette colonne sont arrondis et ont été calculés se fondant sur les mesures d'un quadrillage horizontal.
2. Les pourcentages de cette colonne sont arrondis.
3. Les chiffres de cette colonne ne tiennent pas compte des mises à jour des améliorations du tracé apportées aux tronçons de conversion, ni à celles apportées aux tronçons de l'est de l'Ontario et du Nouveau-Brunswick, puisque ces mises à jour n'ont pas été accompagnées d'un nouveau calcul des longueurs parallèles.

3.5.4 Vannes de pipeline

Dans le Volume 4A de la Demande, Énergie Est a décrit sa méthode de choix des emplacements des vannes et a fourni une liste préliminaire des emplacements de vannes pour les nouveaux tronçons de la canalisation principale, y compris ceux du Québec et du Nouveau-Brunswick.⁴¹ Une liste préliminaire des emplacements de vannes pour les tronçons de conversion a été fournie dans la Demande Volume 5.⁴² Le nombre total provisoire de vannes a été fourni initialement dans la Demande Volume 1.⁴³

Depuis, Énergie Est a apporté des ajustements et des améliorations au processus de sélection des emplacements de vannes qui était présenté dans la Demande Volume 4A. Ce processus amélioré a été utilisé afin de mettre à jour les emplacements préliminaires des vannes d'arrêt de la canalisation principale situées le long du tronçon du Québec à l'est de Lévis mis à jour. Reportez-vous à la Modification de la

⁴¹ Voir la Section 2.11 : Emplacement des vannes ainsi que la Section 3.0 : Renseignements spécifiques relatifs au pipeline de la Demande Volume 4A (n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4D8V1).

⁴² Voir l'Annexe Vol 5-41 de la Demande Volume 5 (n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4D8Y9).

⁴³ Voir le Tableau 2-1 de la Demande Volume 1, Section 2.6 : Principales composantes du Projet (n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4D8R1). Reportez-vous également au Rapport supplémentaire n° 1, Volume de la Mise à jour relative au Projet et Errata, Section 2 (n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4G9T4 et A4G9T5).

Demande Volume 2, Section 2.2.3 : Emplacement des vannes de la canalisation principale.

Les emplacements de vannes de la canalisation principale mis à jour pour le reste du Projet, lesquels ont été choisis en ayant recours au processus amélioré de sélection des emplacements de vannes, seront fournis dans le Rapport supplémentaire n° 5 d'Énergie Est à venir.

3.6 DEMANDE VOLUME 5 — CONCEPTION DE LA CONVERSION

Les gazoducs de TransCanada qui doivent être cédés à Énergie Est et convertis pour le transport du pétrole dans le cadre de la cession d'actifs sont des composantes non touchées du Projet. Cependant, des aspects des ententes commerciales sous-jacentes à la cession d'actifs ont été mis à jour dans le cadre de la présente Modification de la Demande (voir la Section 4).

Les lignes de gaz de TransCanada devant être converties pour le transport du pétrole comprennent environ :

- 940 km de la ligne 100-3 sur la ligne du Nord de l'Ontario
- 1 640 km de la ligne 100-4 sur la ligne des Prairies et la ligne du Nord de l'Ontario
- 420 km de la ligne 1200-2 sur le Raccourci de North Bay

Comme il a été mentionné dans la Demande Volume 5, les activités de conversion seront prévues de manière à ce que les obligations de transport de gaz de TransCanada ne soient pas interrompues sur sa canalisation principale. Ces activités comprendront :

- l'évaluation de l'état de la conduite devant être convertie, notamment au moyen d'inspections en ligne et, lorsque nécessaire, de réparations et de remplacements de la conduite
- l'isolement des pipelines devant être convertis des installations gazières existantes de TransCanada
- la construction des nouvelles installations nécessaires afin que les pipelines devant être convertis servent au transport du pétrole

La Figure 3-5 est un schéma révisé qui montre les lignes de gaz devant être cédées et converties.⁴⁴

⁴⁴ Ce schéma a été initialement présenté dans la Demande Volume 1, à titre de Figure 2-3 de la Section 2.7.5, Aperçu du Projet. Il manquait, dans le schéma initial, la ligne 100-3 entre les vannes 44 et 45 de la canalisation principale.

Énergie Est a fourni une évaluation technique dans le cadre de la Demande afin de démontrer que la conduite de gaz naturel devant être convertie pour le transport du pétrole peut servir à de telles fins.⁴⁵ L'évaluation technique confirme que les pipelines devant être convertis ont été ou seront inspectés en ayant recours à la technologie d'inspection en ligne avant que les tronçons de conversion ne soient utilisés pour le transport du pétrole.

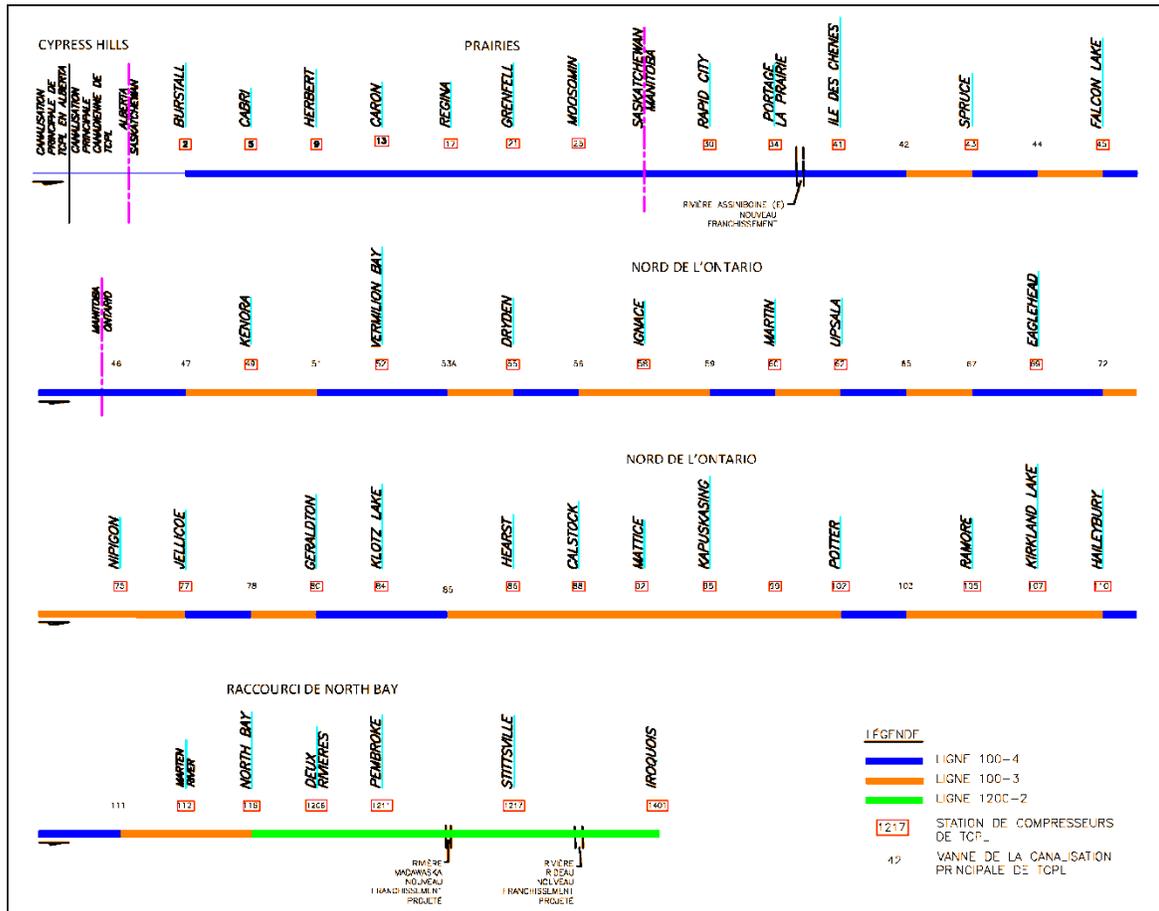
Une fois que les évaluations d'inspection en ligne auront été réalisées, et avant que le service de transport de gaz ne soit interrompu sur les pipelines, un plan correctif visant à régler les problèmes qui pourraient être identifiés dans le cadre des évaluations d'inspection en ligne sera déposé auprès de l'Office. Énergie Est prévoit que ce dépôt aura lieu au troisième trimestre de 2017.⁴⁶

Pour connaître les détails relatifs aux activités de conversion, voir la Demande Volume 5, Sections 3 et 4, ainsi que la Demande Annexe Vol 5-3, Portée des travaux. Reportez-vous également au Rapport supplémentaire n° 2, Section 1.4 : Demande Volume 5 — Conception de la conversion.⁴⁷

⁴⁵ Reportez-vous à la Demande Volume 5, Section 2 : Évaluation de l'état du pipeline, pour consulter le sommaire de l'évaluation technique, et à l'Annexe Vol 5-1, pour consulter l'évaluation technique (n^{os} de dépôt auprès de l'ONÉ : A4D8X6 et A4D8X7).

⁴⁶ Voir le Rapport supplémentaire n° 4, Volume de la Mise à jour relative au Projet et Errata, Annexe 1-1, Rév. 4 (pièce SR 7-2), n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4T7T5. Voir également le Rapport supplémentaire n° 3, Volume de la Mise à jour relative au Projet et Errata, Annexe 1-1, Rév. 3 (pièce RS 7-2), n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4R5V0.

⁴⁷ Voir les n^{os} de dépôt auprès de l'ONÉ : A4D8X6, A4D8X8, A4K3C7, A4K3D0 et A4K3D2.



autonomes auront généralement une empreinte de 8 à 10 ha. Une superficie supplémentaire sera nécessaire pour l'accès permanent au site.

Pour de plus amples renseignements au sujet des stations de pompage situées le long de la partie mise à jour du Projet, reportez-vous à la Section 3.1 : Stations de pompage, de la Modification de la Demande Volume 2.⁴⁸ Reportez-vous également à la Demande Volume 6A, Sections 2.0 et 3.0.⁴⁹

3.7.2 Terminaux de réservoirs de stockage de pétrole — Composantes mises à jour du Projet

En raison du retrait du terminal de réservoirs de Cacouna de la portée du Projet, Énergie Est devra ajouter trois nouveaux terminaux de réservoirs dotés de réservoirs de stockage de différentes tailles afin de répondre à ses besoins commerciaux et d'exploitation. Ces terminaux sont situés :

- au terminal de réservoirs Hardisty D près de Hardisty, Alberta
- au terminal de réservoirs de Moosomin près de Moosomin, Saskatchewan
- au terminal de réservoirs de Saint John près de Saint John, Nouveau-Brunswick

Seul le terminal de réservoirs de Saint John est concerné par la présente Modification de la Demande. Des mises à jour relatives aux terminaux Hardisty D et de Moosomin ont été fournies dans le Rapport supplémentaire n° 4.⁵⁰

Le terminal de réservoirs de Saint John et les installations connexes seront situés sur des terrains loués à une filiale d'Irving Oil. Ces terrains sont situés à l'intérieur d'une zone industrielle existante qui comprend le terminal de GNL (gaz naturel liquéfié) Canaport et les installations d'Irving Canaport, un terminal maritime de réception du pétrole brut en eaux profondes.

La conception du terminal de réservoirs de Saint John a été mise à jour afin d'accommoder des volumes supplémentaires et la capacité de stockage de pétrole qui était initialement prévue pour le terminal de réservoirs de Cacouna. Un total de 22 réservoirs de stockage de pétrole, chacun ayant une capacité de stockage de 95 400 m³ (600 000 b), seront installés sur une empreinte de développement de 93,4 ha. En comparaison, 30 réservoirs étaient prévus à l'origine pour les sites des terminaux de Cacouna et de Saint John, sur des empreintes de développement de 96 ha et de 111 ha, respectivement.

⁴⁸ Les renseignements mis à jour au sujet des stations de pompage, de Hardisty, AB jusqu'à la station de pompage de Lévis, ont été fournis dans le Rapport supplémentaire n° 4. Voir le Volume de la Mise à jour relative au Projet et Errata, Section 1.5.1 : Stations de pompage (n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4R0V4).

⁴⁹ Voir le n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4D8Z7.

⁵⁰ Voir le Rapport supplémentaire n° 4, Section 1.5.2 : Sites des terminaux de réservoirs (n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4R0V4).

En plus d'augmenter la taille des réservoirs de stockage, les autres modifications de conception apportées au terminal de réservoirs de Saint John comprennent :

- l'ajout d'un deuxième système de chargement portuaire au site, y compris des pompes et une installation de comptage de transfert de propriété
- la relocalisation du système de gestion des vapeurs dans le terminal maritime Canaport d'Énergie Est
- la division des parcs de réservoirs en groupes de quatre et de six réservoirs afin :
 - de tirer avantage de la topographie naturelle du site
 - de réduire l'empreinte de développement
 - de diminuer les exigences en matière dynamitage et de développement civil

Pour de plus amples renseignements au sujet de la conception optimisée du terminal de réservoirs de Saint John, voir la Section 3.2 de la Modification de la Demande Volume 2. Reportez-vous également à la Demande Volume 6B, Section 4.0 : Terminaux de réservoirs — Conception générale, ainsi qu'à la Section 5.4 : Terminal de réservoirs de Saint John.⁵¹

3.7.3 Terminal maritime Canaport d'Énergie Est — Composantes mises à jour du Projet

Dans la Demande Volume 6B, Énergie Est a fourni des renseignements de conception généraux et spécifiques au site pour deux terminaux maritimes — l'un d'entre eux étant situé dans le port de Gros Cacouna, près de Cacouna, Québec, et l'autre étant situé dans le Port de Saint John, Nouveau-Brunswick, à proximité d'installations de manutention des hydrocarbures existantes. Le terminal maritime de Cacouna n'est plus proposé dans le cadre du Projet.

Le terminal maritime Canaport d'Énergie Est sera construit dans le cadre du Projet afin de charger du pétrole brut sur des pétroliers à partir du terminal de réservoirs de Saint John, et permettra l'amarrage et le chargement de pétroliers de catégories Aframax et Suezmax, ainsi que de très gros transports de brut (TGTB).

Le terminal maritime Canaport d'Énergie Est a été conçu afin d'être exploité de manière sécuritaire dans les conditions climatiques et maritimes dominantes que l'on peut rencontrer dans la Baie de Fundy, notamment en ayant recours à des bras de chargement du pétrole qui peuvent être utilisés malgré l'importante fluctuation du niveau des marées que l'on rencontre au terminal maritime.

Les fondements conceptuels et d'exploitation du terminal maritime Canaport d'Énergie Est ont été mis à jour afin de tenir compte d'une augmentation des volumes à ce point de livraison et de l'augmentation qui en résulte du nombre prévu d'escales de pétroliers. Ces modifications apportées à la conception n'entraîneront pas de

⁵¹ Voir les n^{os} de dépôt auprès de l'ONÉ : A4D9D1 et A4D9D5.

changements importants à la philosophie de conception ou aux principales composantes des installations décrites dans la Demande.⁵²

Énergie Est prévoit qu'environ 281 pétroliers accosteront chaque année au terminal maritime Canaport d'Énergie Est, comparativement aux estimations antérieures présentées dans la Demande qui s'établissaient à 115 pétroliers par année pour le terminal maritime Canaport d'Énergie Est et à 175 pétroliers par année pour le terminal maritime de Cacouna.

Afin de gérer le nombre supplémentaire d'escales de pétroliers sans augmenter le nombre de postes d'amarrage aux installations, un deuxième système de chargement portuaire sera installé. Ce système comportera une deuxième canalisation de 1 067 mm (DN 42) allant du terminal de réservoirs de Saint John jusqu'au terminal maritime ainsi qu'un collecteur installé au-dessus des deux postes d'amarrage afin de permettre le chargement simultané de cargos maritimes.

Pour de plus amples renseignements spécifiques au site concernant les mises à jour apportées à la conception du terminal maritime Canaport d'Énergie Est, reportez-vous à la Section 3.3 : Terminal maritime, de la Modification de la Demande Volume 2. Reportez-vous également à la Demande Volume 6B, Section 6.1 : Composantes et systèmes principaux, ainsi qu'à la Section 7.2 : Terminal maritime d'Énergie Est à Canaport.⁵³

3.7.4 Installations de comptage de transfert de propriété - Composantes mises à jour du Projet

En raison du retrait du terminal maritime d'Énergie Est à Cacouna et des installations connexes de la portée du Projet, Énergie Est doit mettre en place des installations de comptage de transfert de propriété aux emplacements suivants :

- au terminal de réservoirs Hardisty D, à l'intérieur du complexe industriel existant
- à la station de pompage de Cromer, au début de la canalisation latérale de Cromer
- à la station de comptage de livraison de Montréal, au terminal de la canalisation latérale de Montréal
- à la station de comptage de livraison de Lévis, au terminal de la canalisation latérale de Lévis
- au terminal de réservoirs Saint John

Le pétrole qui entre dans le réseau d'Énergie Est sera mesuré au terminal de réservoirs Hardisty D et à la station de pompage de Cromer. Le pétrole qui sort du réseau sera mesuré aux stations de comptage de livraison de Montréal et de Lévis ainsi qu'au terminal de réservoirs de Saint John.

⁵² Voir la Demande Volume 7, Section 7 : Conception du terminal maritime (n^{os} de dépôt auprès de l'ONÉ : A4D9D6, A4D9D9 et A4D9E0).

⁵³ Voir les n^{os} de dépôt auprès de l'ONÉ : A4D9D6, A4D9D9 et A4D9E0.

Afin de mesurer les volumes initialement prévus pour le terminal maritime de Cacouna, trois batteries de compteurs de transfert de propriété seront nécessaires au terminal de réservoirs de Saint John. Dans la Demande, seulement deux batteries de compteurs avaient été proposées.

La conception mise à jour des installations de transfert de propriété nécessite deux batteries de compteurs afin de permettre le chargement simultané aux deux postes d'amarrage du terminal maritime Canaport d'Énergie Est. L'autre batterie de compteurs doit être installée afin de mesurer les livraisons au terminal de réservoirs Irving Canaport existant. Chaque batterie de compteurs comporte plusieurs sections de mesure et collecteurs.

Pour de plus amples renseignements au sujet de la conception mise à jour des installations de transfert de propriété pour le terminal de réservoirs de Saint John, reportez-vous à la Modification de la Demande Volume 2, Section 3.4 : Installations de comptage de transfert de propriété. Reportez-vous également à la Demande Volume 6B, Section 8.0 : Installation de comptage de transfert de propriété — Conception générale, ainsi qu'à la Section 9.6 : Batteries de compteurs du terminal de réservoirs de Saint John.⁵⁴

3.8 DEMANDE VOLUME 7 — CONSTRUCTION ET EXPLOITATION

3.8.1 Infrastructures temporaires – Composantes mises à jour du Projet

Dans la Demande Volume 7, Énergie Est décrit les infrastructures temporaires et les activités qui seront requises dans le cadre des travaux de construction du Projet, notamment en qui concerne :

- les camps de construction
- les aires de stockage de conduites et les aires de dépôt
- les accès temporaires tels que :
 - les voies d'approche permettant d'accéder à l'emprise du pipeline et aux installations
 - les routes permettant d'accéder à l'emprise du pipeline et aux installations
 - les ponts passant au-dessus des cours d'eau, des ravins et des zones humides
 - les voies de circulation sur l'emprise du pipeline
- les sites d'entreposage de l'équipement et les bureaux
- les lieux d'emprunt et les fosses-réservoirs
- l'enlèvement des digues de castor

Comme il est décrit dans la Demande, les emplacements déjà perturbés seront, lorsqu'ils sont disponibles et appropriés, utilisés comme emplacement pour les

⁵⁴ Voir le n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4D9E.

infrastructures temporaires. Les nouveaux emplacements ou les emplacements agrandis destinés aux aires de stockage et aux aires de dépôt seront aménagés près de l'emprise du pipeline et des sites des installations ou le long de routes ou de voies d'évitement de chemins de fer existantes. Les camps seront construits dans des régions où le nombre de travailleurs prévus est trop important pour que ceux-ci soient tous logés dans les installations d'hébergements existantes. Les consultations relatives aux solutions en matière d'hébergement sont en cours auprès des autorités locales.

Environ 17 baraquements de construction autonomes ont été prévus et sont toujours prévus pour l'ensemble du Projet, parmi lesquels on compte de grands camps et des camps ou gîtes de moindre envergure offrant une plus grande mobilité.

Dans le cadre de la portée mise à jour du Projet, la seule mise à jour importante apportée aux renseignements relatifs aux infrastructures temporaires préalablement déposés concerne le redimensionnement et la relocalisation d'un baraquement de construction initialement prévu pour la région de Cacouna. Il est désormais prévu que ce baraquement soit construit sur des terres de la Couronne près du réalignement de Saint-Onésime/Picard et que celui-ci soit conçu de manière à héberger jusqu'à 1 500 personnes pendant 18 à 24 mois.

Pour de plus amples renseignements au sujet des infrastructures temporaires requises pour les travaux de construction du Projet, reportez-vous à la Modification de la Demande Volume 2, Section 4.1.3 : Mise à jour relative aux baraquements de construction, ainsi qu'à la Demande Volume 7, Section 2.9.

3.8.2 Approbations réglementaires requises pour la construction

Comme il est indiqué dans la Demande Volume 7, Énergie Est devra obtenir divers permis et autorisations en vertu de la législation fédérale et provinciale pour des activités connexes, mais nécessaires, à la construction et à l'exploitation du Projet. Ces permis et autorisations réglementaires qui ne sont pas délivrés par l'ONÉ devront être obtenus, au besoin, afin de respecter le calendrier des travaux de construction et les dates de mises en service prévues pour le Projet.⁵⁵

Une liste préliminaire des principaux permis et autorisations réglementaires qui ne sont pas délivrés par l'ONÉ, ainsi qu'un échéancier préliminaire de demande et de délivrance, a été fournie dans la Demande.⁵⁶ La liste a depuis ce temps été mise à jour afin de tenir compte de la mise en service par étapes prévue au quatrième trimestre de

⁵⁵ Pour de plus amples renseignements relatifs aux approbations de l'ONÉ qui sont demandés par Énergie Est, voir le Volume 1, Demandes relatives au Projet Énergie Est et à la cession d'actifs, ainsi que le Volume 2, Vente et achat des actifs reliés à la canalisation principale (Demande en vertu de l'article 74). N^{os} de dépôt auprès de l'ONÉ : A4D809 et A4D852.

⁵⁶ Voir la Demande Volume 7, Section 2.14 : Autorisations réglementaires requises pour la construction (n^o de dépôt auprès de l'ONÉ : A4D9E7).

2020⁵⁷ ainsi que des modifications devant être apportées afin de tenir compte des composantes mises à jour du Projet et des activités connexes.⁵⁸

3.8.3 Mise à jour du calendrier de construction

Dans la Demande Volume 7, Énergie Est a fourni un plan de construction sur plusieurs années avec une mise en service par étapes prévue à la fin de 2018. Le plan a depuis ce temps été modifié et déposé à nouveau afin de tenir compte d'une mise en service par étapes prévue au quatrième trimestre de 2020. Celui-ci tient désormais compte de la portée du Projet mise à jour, des dates de la cession d'actifs rajustées ainsi que des autres ajustements apportés à l'échéancier du Projet.

Comme il a été indiqué dans le Rapport supplémentaire n° 3, le plan est conditionnel aux approbations, permis et autorisations réglementaires prévus qui doivent être obtenus dans les délais pour le commencement des activités de construction au quatrième trimestre de 2017. (voir la Figure 3-6, Rév. 2)⁵⁹.

Comme il a été expliqué dans la Demande initiale, des possibilités d'optimiser le calendrier de construction sont et seront recherchées tout au long de l'évolution du Projet et du processus d'examen réglementaire. Les périodes d'activités restreintes et des périodes particulières seront également prises en compte au cours de la planification détaillée de la construction.

3.8.4 Systèmes de gestion

Comme il a été indiqué dans la Demande, Énergie Est utilisera les systèmes de gestion existants de TransCanada, lesquels sont en constante évolution, afin de gérer et réduire les risques de manière efficace pendant la durée de vie de l'ensemble du Projet, y compris pour les parties mises à jour dont il est question dans la présente Modification de la Demande. Ces systèmes ont été présentés dans la Section 4.0 de la Demande Volume 7 et comprennent :

⁵⁷ Voir le Rapport supplémentaire n° 3, Volume de la Mise à jour relative au Projet et Errata, Section 2 (n° de dépôt de l'ONÉ : A4R0V5).

⁵⁸ Voir la Modification de la Demande Volume 2, Section 4 : Autorisations réglementaires requises pour la construction. Voir également le n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4D8O9.

⁵⁹ Voir n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4R0V4.

- la gestion des actifs et de la planification des immobilisations, y compris la gestion de l'intégrité
- la gestion intégrée de l'environnement, de la sécurité et de la santé
- la préparation et l'intervention en cas d'urgence
- la gestion de la qualité
- la gestion de la sécurité

3.8.5 Gestion des urgences

Comme il est indiqué dans la Demande Volume 7, Énergie Est utilisera le système de gestion des urgences de TransCanada afin de superviser les plans et les programmes de préparation et d'intervention en cas d'urgence relatifs au Projet. Des plans d'intervention en cas d'urgence spécifiques au Projet seront élaborés pour les pipelines, les stations de pompage, les terminaux de réservoirs et le terminal maritime du Projet Énergie Est.

En raison du retrait du terminal maritime de Cacouna de la portée du Projet, Énergie Est a indiqué à la Société d'intervention maritime, Est du Canada qu'elle ne construirait pas, pour le terminal, les installations requises pour une « installation de manutention du pétrole » en vertu de la *Loi de 2001 sur la marine marchande du Canada*.

Énergie Est continuera de collaborer avec l'Atlantic Response Team Inc., mieux connue sous le nom d'ALERT, afin de compter sur un équipement consacré à l'intervention en cas d'urgence suffisant pour le terminal maritime Canaport d'Énergie Est.

Pour de plus amples renseignements, reportez-vous à la Demande Volume 7, Section 6 : Préparation et intervention en cas d'urgence.⁶⁰

3.8.6 Exploitation — Installations du Projet

Les composantes mises à jour du Projet seront intégrées aux activités d'exploitation du Projet.

Comme il est décrit dans la Demande Volume 7, les installations du Projet seront contrôlées, surveillées et leur fonctionnement sera commandé à distance par des contrôleurs du Centre de contrôle des opérations (CCO) du pétrole au moyen d'un système de télésurveillance et d'acquisition de données (SCADA). Du personnel sera en service au CCO 24 heures sur 24, sept jours par semaine. Le système SCADA est configuré de manière à offrir une redondance.

⁶⁰ Voir le n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4D9F0.

Les installations du Projet seront protégées contre des conditions de haute pression au moyen de divers systèmes dont le fonctionnement sera assuré par le système SCADA ainsi que par les systèmes locaux de contrôle des installations (un automate programmable et des systèmes d'entraînement à fréquence variable), lesquels sont utilisés afin de maintenir la pression et l'aspiration aux stations de pompage dans des limites opérationnelles normales (voir le Volume 6B, Sections 1 à 3).

Le système SCADA alertera les contrôleurs du CCO lorsqu'un système local de contrôle des installations détectera un fonctionnement hors des valeurs préétablies. Les procédures d'exploitation régiront la marche à suivre des contrôleurs pour réagir à ces alarmes, la priorité étant de veiller à la sécurité et à l'intégrité continues du pipeline et des installations connexes.

Énergie Est aura recours à un système d'arrêt d'urgence (SAU) afin de protéger le pipeline et les installations connexes. Le SAU peut être activé par des boutons poussoirs de service présents dans toutes les installations, par des automates programmables locaux incorporés aux installations ou à partir du CCO, par l'entremise du système SCADA. Si le SAU est activé, le personnel sur le terrain devra rechercher la cause de son activation et le désactiver localement avant la reprise des opérations.

Une stratégie de détection des fuites sera adoptée pour le Projet selon la méthode en temps réel et la méthode en temps différé. L'objectif de la stratégie de détection des fuites est de veiller à ce que des méthodes soient en place afin de détecter avec certitude et à temps une fuite, permettant ainsi d'envoyer des données aux systèmes de contrôle pertinents et de mettre en place des mesures d'intervention en cas d'urgence appropriées.

En se fondant sur la conception et les procédures d'exploitation préliminaires, dans le cas peu probable d'une rupture de pipeline, ce dernier serait arrêté et isolé dans les 13 minutes suivant la rupture. Ces 13 minutes comprennent le temps nécessaire pour que le personnel du CCO détecte la rupture au moyen des systèmes de détection des fuites, amorce l'arrêt du pipeline en désactivant premièrement les pompes et en fermant ensuite les vannes de la canalisation principale afin d'isoler la fuite.

Dans tous les autres cas, si une alarme est déclenchée et indique la possibilité d'une fuite, le personnel du CCO dispose en tout d'un délai de 10 minutes pour déterminer de manière probante, au moyen de consignes établies, que ce n'est pas une fuite qui est à l'origine de cette alarme. Lorsque le contrôleur ne peut éliminer la possibilité d'une fuite, l'arrêt du pipeline est immédiatement déclenché. Si des indications supplémentaires d'une fuite potentielle sont signalées à tout moment pendant les 10 premières minutes, l'arrêt du pipeline est immédiatement déclenché (il n'est pas tenu compte du reste du délai de diagnostic de 10 minutes). Une fois l'arrêt du pipeline complété, le personnel sur le terrain est envoyé immédiatement sur le site.

Les activités d'exploitation, les inspections, l'entretien et l'intervention d'urgence à l'échelle locale seront menés, au besoin, par du personnel de terrain compétent et le CCO et seront conformes aux procédures d'exploitation de TransCanada relatives aux activités routinières et non routinières d'exploitation et d'entretien sur le terrain.

Pour de plus amples renseignements au sujet du système SCADA, du système de détection des fuites et du SAU, reportez-vous à la Demande Volume 7, Sections 4.10, 4.12 et 4.13, respectivement. Reportez-vous également aux renseignements relatifs au système de contrôle dans la Demande Volume 6A (Section 2.6 pour les stations de pompage) et dans la Demande Volume 6B (Section 4.6 pour les terminaux de réservoirs, Section 6.3 pour les terminaux maritimes et Section 8.6 pour les installations de comptage de transfert de propriété).

3.8.7 Exploitation du terminal maritime

Comme il est décrit dans la Section 5.0 de la Demande Volume 7, le terminal maritime Canaport d'Énergie Est sera exploité par une filiale d'Irving Oil pour le compte d'Énergie Est.

Compte tenu de la portée mise à jour du Projet, le terminal maritime Canaport d'Énergie Est sera en mesure de charger simultanément deux pétroliers par poste d'amarrage plutôt qu'un seul, comme il avait été indiqué dans la Demande. Pour de plus amples renseignements au sujet des activités de chargement au terminal maritime, voir la Modification de la Demande Volume 2, Section 4.3 : Activités maritimes mises à jour.

Énergie Est continue de faire progresser le processus d'examen technique des terminaux maritimes et des systèmes de transbordement, ou « TERMPOL », pour le terminal maritime Canaport d'Énergie Est.

Énergie Est prévoit participer à nouveau au processus avec Transport Canada relativement à la portée modifiée du Projet, notamment en ce qui concerne l'exploitation du terminal maritime et les activités de transport maritime connexes au terminal maritime Canaport d'Énergie Est, comme il a été expliqué dans la Modification de la Demande.

Dans le cadre de cette nouvelle participation, des rapports mis à jour seront présentés à Transport Canada afin de tenir compte des exigences d'exploitation révisées pour le terminal maritime Canaport d'Énergie Est qui découlent du retrait du terminal maritime de Cacouna de la portée du Projet. Ces rapports mis à jour ont été initialement répertoriés dans la Demande Volume 7, Section 5.3.1.

Au deuxième trimestre de 2016, Énergie Est fournira une mise à jour à l'Office concernant l'état d'avancement de ce processus d'examen, laquelle portera

notamment sur tout engagement supplémentaire ayant été pris dans le cadre de ce processus qui n'aura pas été fourni à l'Office à ce jour.

3.9 CODES ET NORMES

En ce qui concerne les phases de conception détaillée et de construction du Projet, telles qu'elles ont été mises à jour et décrites dans la Modification de la Demande, Énergie Est se conformera à la norme Z662-15 de l'Association canadienne des normes (CSA) intitulée « Réseaux de canalisation de pétrole et de gaz ». ⁶¹

Pour ce qui est de la phase d'exploitation du Projet, Énergie Est prévoit conclure une entente de services d'exploitation avec TransCanada. Les normes d'ingénierie, les spécifications, les procédures d'exploitation et les politiques propres à TransCanada font présentement l'objet de mises à jour pour tenir compte de la norme CSA Z662-15. Énergie Est prévoit se conformer à ces procédures et politiques mises à jour.

Dans la Demande Volume 1, Énergie Est a fourni une liste préliminaire des spécifications et normes de TransCanada potentiellement applicables dans le cadre du Projet. ⁶² Pour consulter la liste mise à jour, reportez-vous à la réponse récente d'Énergie Est à une demande d'information de l'Office. ⁶³ Cette liste mise à jour s'applique de la même façon aux composantes touchées et non touchées du Projet.

3.10 DEMANDE VOLUME 8 — TERRAINS

Les questions relatives aux terrains du Projet, de la station de pompage de Lévis à Saint John, sont décrites ci-après. La présente mise à jour porte notamment sur :

- les exigences générales relatives aux terrains
- l'état du processus d'acquisition des terrains
- la consultation des propriétaires fonciers concernant les composantes mises à jour du Projet

Des modèles d'ententes relatives aux terrains et d'avis en vertu de l'article 87(1) de la Loi sur l'ONÉ, y compris ceux pour le Québec et le Nouveau-Brunswick, sont présentés dans la Demande Volumes 8A et 8B. ⁶⁴ Bien que ces modèles aient fait

⁶¹ Rapport supplémentaire no 4, Volume de la Mise à jour relative au Projet et Errata, Section 1.12 (n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4T7T5)

⁶² Voir la Demande Volume 1, Section 2.9.1 : Codes et normes (tableau 3-9 et tableau 3-10, respectivement). N° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4D8RL

⁶³ Voir la réponse d'Énergie Est à ONÉ 5.10 (n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4V8G6)

⁶⁴ Voir le n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4D9G3 pour les renvois vers les modèles d'entente.

l'objet des modifications mineures décrites dans le Rapport supplémentaire n° 4,⁶⁵ ils n'ont pas été à nouveau modifiés en raison de la portée mise à jour du Projet.

3.10.1 Exigences générales relatives aux terrains

En raison des modifications apportées à la portée du Projet et des améliorations continues apportées au tracé du pipeline, environ 676 km d'emprise seront nécessaires pour les tronçons mis à jour du Québec et du Nouveau-Brunswick. Ce nombre comprend environ :

- 264 km d'emprise de pipeline pour le tronçon du Québec à l'est de Lévis
- 412 km d'emprise de pipeline pour le tronçon du Nouveau-Brunswick
- 0,6 km d'emprise de pipeline pour le raccordement de Saint John⁶⁶

Ainsi, la longueur totale d'emprise nécessaire pour le Projet s'élève désormais à 1 521 km, ce qui comprend les tronçons de la canalisation principale d'Énergie Est (les nouveaux tronçons et les tronçons devant être convertis), les canalisations latérales et les raccordements, ainsi que les réalignements du tracé du pipeline le long des lignes de conversion.⁶⁷

Compte tenu des mises à jour relatives à Cacouna et de l'initiative d'optimisation des installations, telles qu'elles ont été décrites dans la Modification de la Demande Volume 2, le Projet nécessitera environ :

- 90 ha pour les sites des stations de pompage
- 93 ha pour le site du terminal de réservoirs de Saint John mis à jour
- 3,3 ha de terrain et 14,8 ha de plans d'eau pour le site du terminal maritime mis à jour

Par conséquent, la superficie totale des terrains requis pour les 71 stations de pompage et les trois terminaux de réservoirs qui font toujours partie de la portée du Projet est d'environ 691 ha et 145 ha, respectivement.⁶⁸ Il s'agit d'une réduction globale d'environ 87 ha par rapport à ce qui avait été présenté dans le dépôt de la Demande initiale.

Comme il a été décrit dans la Demande Volume 7 (Section 2.9 : Infrastructure et travaux liés à la construction) et dans la Demande Volume 8A (Section 2.4 : Aires de

⁶⁵ Voir le Rapport supplémentaire n° 4, Section 1.7 : Demande Volume 8 — Questions relatives aux terrains (n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4T7T4).

⁶⁶ En plus de l'emprise de pipeline de 0,6 km, le raccordement de Saint John comprend 0,9 km de pipeline supplémentaire sur l'emplacement du terminal maritime qui fait l'objet d'un bail à long terme avec Canaport Energy East Marine Terminal Limited Partnership. La longueur totale du raccordement de Saint John a été mise à jour et est désormais de 1,5 km.

⁶⁷ Reportez-vous au Rapport supplémentaire n° 4, Volume de la Mise à jour relative au Projet et Errata, Demande Volume 8 – Questions relatives aux terrains (n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4T7T4).

⁶⁸ Voir le n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4T7T4.

travail temporaires), Énergie Est devra également avoir recours à des aires de travail temporaires pour ses activités de construction.⁶⁹ Reportez-vous également aux exigences mises à jour relatives à l'emprise et aux aires de travail temporaires pour le tronçon de l'Est de l'Ontario qui sont présentées dans le Rapport supplémentaire n° 4.⁷⁰

3.10.2 Exigences relatives au pipeline

Les composantes mises à jour du Projet et les améliorations continues apportées au tracé du pipeline ont entraîné une mise à jour des exigences relatives aux terrains.

Propriété des terrains

Pour consulter les mises à jour des différents types de terrains traversés par l'emprise du pipeline et qui seront requis pour la station de pompage de Lévis jusqu'au Complexe Énergie Est, voir le Tableau 3-4.

Table 3-4: Propriété des terrains le long de l'emprise du pipeline

Type de terrains	Pourcentage approximatif de terrains traversés ¹	Longueur approximative ¹ (km)
Tronçon du Québec²		
Privé (tenure franche)	70	183,9
Provincial (Couronne) ³	30	78,2
Fédéral	0	0
Municipal	<1	1,9
Total	100	264,0
Tronçon du Nouveau Brunswick⁴		
Privé (tenure franche)	62	254,1
Provincial (Couronne)	38	158,0
Fédéral	0	0,0
Municipal	<1	0,7

⁶⁹ Voir les n^{os} de dépôt auprès de l'ONÉ : A4D9E7 et A4D9G4.

⁷⁰ Voir le n^o de dépôt auprès de l'ONÉ : A4T7T4.

Table 3-4: Propriété des terrains le long de l'emprise du pipeline (suite)

Type de terrains	Pourcentage approximatif de terrains traversés ¹	Longueur approximative ¹ (km)
Total	100	412,8
Notes :		
1. Les données présentées dans ce tableau sont à jour en date du 15 août 2015.		
2. La longueur de ce tronçon débute à Lévis, Québec et va jusqu'à la frontière Québec/Nouveau-Brunswick.		
3. Les terres de la Couronne (provinciales) au Québec comprennent des terres publiques détenues par le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MDDELCC), le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (MERN) ainsi que d'autres ministères et organismes provinciaux (p. ex., le ministère des Transports, Hydro-Québec).		
4. La longueur totale du tronçon du Nouveau-Brunswick comprend 0,6 km d'emprise pour le raccordement de Saint John.		

Exigences relatives aux emprises

Pour consulter les mises à jour de la superficie estimative de l'emprise et des aires de travail temporaires qui sera nécessaire pour le tronçon du Québec à l'est de Lévis et le tronçon du Nouveau-Brunswick, voir le Tableau 3-5.

Les croquis types des exigences relatives à l'emprise et aux aires de travail temporaires pour le Projet au Québec et au Nouveau-Brunswick n'ont pas été touchés par les modifications apportées à la portée du Projet qui sont décrites dans la présente Modification. Ceux-ci demeurent donc identiques à ceux présentés dans le dépôt de la Demande initiale.

Pour consulter les croquis relatifs à l'emprise et aux aires de travail temporaires, voir la Demande Annexe Vol 8-1 : Croquis typiques concernant les détails sur la voie de passage, ainsi que la Demande Annexe Vol 8-2 : Schémas types des aires de travail temporaires.⁷¹

⁷¹ Voir le n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4D9G4.

Table 3-5: Exigences relatives à l'emprise et aux aires de travail temporaires mises à jour

Nouveaux tronçons de pipeline	Superficie (ha)
Tronçon du Québec	
Emprise	564,1
Aires de travail temporaires	452,5
Tronçon du Nouveau-Brunswick	
Emprise	819,7
Aires de travail temporaires	920,6
Raccordement de Saint John	
Emprise	1,2
Aires de travail temporaires	0,0
Total	2 758,1

3.10.3 Exigences relatives aux installations

Les composantes mises à jour du Projet ont entraîné une mise à jour des exigences relatives aux terrains pour les stations de pompage et les sites des terminaux de réservoirs et maritimes désormais requis dans le cadre du Projet.

Stations de pompage

Comme il est décrit dans la Modification de la Demande Volume 2, Énergie Est prévoit construire 10 stations de pompage de la station de Lévis (inclusivement) jusqu'au Complexe Énergie Est.

La propriété des terrains a été modifiée pour certains sites des stations de pompage en raison de changements apportés au processus de sélection des sites et aux caractéristiques hydrauliques des stations de pompage.⁷² Pour connaître la superficie approximative nécessaire pour chaque station de pompage, voir le Tableau 3-6.

⁷² Pour de plus amples détails au sujet des modifications apportées aux emplacements des stations de pompage, voir la Modification de la Demande Volume 2, Section 3.1.

**Table 3-6: Exigences mises à jour relatives aux terrains pour les stations de pompage
 (à l'est de Lévis jusqu'à Saint John)**

Nom de la station de pompage	Latitude ²	Longitude ²	Estimation de la superficie de terrain requise (ha)	Propriété foncière
Tronçon du Québec à l'est de Lévis				
Lévis	46° 42' 8"N	71° 9' 50"O	9	Privé (tenure franche)
L'Islet	47° 4' 16"N	70° 20' 24"O	9	Privé (tenure franche)
Saint-Onésime	47° 18' 35"N	69° 52' 31"O	9	Privé (tenure franche)
Picard	47° 36' 10"N	69° 23' 56"O	9	Provincial (Couronne)
Dégelis	47° 30' 47"N	68° 30' 7"O	9	Provincial (Couronne)
Tronçon du Nouveau-Brunswick				
Saint-Léonard	47° 17' 43"N	67° 49' 10"O	9	Privé (tenure franche)
Plaster Rock	46° 46' 18"N	67° 23' 6"O	9	Privé (tenure franche)
Stanley	46° 24' 20"N	66° 45' 43"O	9	Privé (tenure franche)
Cumberland Bay	46° 5' 4"N	65° 50' 19"O	9	Privé (tenure franche)/Provincial (Couronne)
Hampton	45° 36' 38"N	65° 47' 4"O	9	Privé (tenure franche)
Total			90	
Notes :				
1. Les exigences relatives aux terrains pour les emplacements des stations de pompage de Hardisty, Alberta à Lévis, Québec sont présentées dans le Rapport supplémentaire n° 4.				
2. Les emplacements définitifs des sites des stations de pompage seront assujettis à des évaluations techniques et environnementales, des activités d'engagement auprès des Autochtones et des parties prenantes ainsi que de consultations avec les propriétaires fonciers et les organismes de réglementation.				

Terminal de réservoirs de Saint John

L'aménagement du site du terminal de réservoirs de Saint John a été optimisé, ce qui a entraîné une réduction de l'empreinte de développement de 17,2 ha, laquelle est passée de 110,6 ha, dans la Demande, à 93,4 ha (voir la Modification de la Demande Volume 2, Section 3.2.1 : Empreinte de développement). Pour consulter le sommaire des exigences relatives aux terrains mises à jour pour le terminal de réservoirs de Saint John, voir le Tableau 3-7.

Table 3-7: Exigences relatives aux terrains mises à jour pour le terminal de réservoirs de Saint John

Terminal de réservoirs	Latitude	Longitude	Estimation de la superficie de terrain requise (ha)	Propriété des terrains	Droits fonciers requis
Terminal de réservoirs de Saint John	45°13'25"N	66°00'01"O	93,4	Privé (tenure franche)	Bail à long terme

Terminal maritime Canaport d'Énergie Est

L'aménagement du site du terminal maritime Canaport d'Énergie Est a été optimisé au moyen d'améliorations apportées à la conception. Ces améliorations ont entraîné une réduction de la superficie de terrain et de plan d'eau requise pour le terminal maritime. La superficie estimative requise pour le terminal maritime a diminué de 1,3 ha pour ce qui est des terrains et de 0,2 ha pour ce qui est du plan d'eau.

Pour un aperçu des exigences mises à jour relatives aux terrains et au plan d'eau pour le terminal maritime Canaport d'Énergie Est, voir le Tableau 3-8.

Table 3-8: Exigences mises à jour relatives aux terrains et au plan d'eau pour le terminal maritime

Terminal maritime	Estimation de la superficie de plan d'eau requise (ha)	Propriété foncière	Droits fonciers requis	Estimation de la superficie de terrain requise (ha)	Propriété foncière	Droits fonciers requis
Terminal maritime Canaport d'Énergie Est ^{1,2}	14,8	Privé (tenure franche)	Bail pour un plan d'eau à long terme	3,3 ³	Privé (tenure franche)	Bail à long terme

Notes :

1. Le locataire du bail à long terme du terminal maritime Canaport d'Énergie Est (terrain et plan d'eau) sera la Canaport Energy East Marine Terminal Limited Partnership. Cette structure de propriété est décrite dans le Volume 2 (Demande en vertu de l'Article 74).
2. Une superficie de plan d'eau supplémentaire pourrait être requise dans le cadre de la construction, de l'entretien, du démantèlement et/ou de la cessation d'exploitation du terminal maritime. De telles superficies supplémentaires pourraient être acquises au moyen de servitudes de plan d'eau.
3. Les 3,3 ha de superficie visés par un bail à long terme comprennent le 0,9 km du raccordement de Saint John.

3.10.4 Acquisition des terrains

Processus d'acquisition des terrains

En raison des améliorations continues apportées au tracé du pipeline et de la portée mise à jour du Projet, Énergie Est continue d'identifier les propriétaires fonciers

auprès desquels une demande d'accès devra être effectuée afin de mener les études et les examens sur le terrain nécessaires, en plus de répertorier les terrains qui pourraient être acquis pour le Projet. De plus, selon ce qui est énoncé ci-après à la rubrique « Consultation des propriétaires fonciers », certains propriétaires fonciers qui ont été préalablement identifiés pendant le processus d'acquisition des terrains ne sont plus situés le long du tracé.

Afin de refléter ces changements, Énergie Est a mis à jour le nombre de propriétaires fonciers qui ont été identifiés de Lévis à Saint John, ce nombre étant approximativement de 979 le long du tracé du pipeline et de 14 pour ce qui est des installations. Les occupants, inscrits et non inscrits, continuent d'être identifiés pendant le processus d'acquisition des droits fonciers. Voir le Tableau 3-9 : Nombre de propriétaires fonciers identifiés.

À ce jour, Énergie Est a envoyé 109 avis à des propriétaires ou occupants des terrains qui pourraient être acquis pour la partie du Projet entre Lévis et Saint John, Nouveau-Brunswick ces avis ayant tous été envoyés conformément aux modalités prévues à l'article 87 de la Loi sur l'ONÉ.

Les activités d'acquisition des droits fonciers continueront pendant le processus réglementaire, comme il est indiqué dans la Demande Volume 8A.

Consultation des propriétaires fonciers

À ce jour, Énergie Est a identifié 993 propriétaires fonciers pour le tronçon du Québec à l'est de Lévis et le tronçon du Nouveau-Brunswick, y compris en ce qui concerne les terrains nécessaires pour les stations de pompage situés le long du tracé.

Environ 96 pour cent du tracé de Lévis à Saint John suit le corridor de pipeline qui a déjà été évalué pour le Projet, notamment au moyen des évaluations de l'ÉES et des évaluations des géorisques. Pour effectuer ces évaluations, des autorisations devaient être obtenues afin d'accéder aux terrains. Le quatre pour cent restant sera construit sur la nouvelle emprise de pipeline du réalignement de Saint-Onésime/Picard. Aucun nouveau propriétaire foncier en tenure franche n'a été identifié le long de cette partie du tronçon du Québec puisque le tracé traverse des terres de la Couronne provinciale.

Pour connaître le nombre de propriétaires fonciers mis à jour pour les composantes touchées et non touchées du Projet, voir le Tableau 3-9.

En raison du dépôt de la présente Modification de la Demande, Énergie Est avisera, par téléphone ou par la poste, les propriétaires fonciers qui ne sont plus potentiellement touchés par le Projet compte tenu du retrait du terminal maritime de Cacouna et du réalignement du tracé du pipeline au Québec qui en découle. De plus, Énergie Est consultera, par téléphone ou dans le cadre de rencontres, tous les

nouveaux propriétaires fonciers identifiés aux fins de l'acquisition des terrains en raison des modifications apportées à la portée du Projet.

Table 3-9: Nombre de propriétaires fonciers mis à jour le long de la canalisation principale d'Énergie Est, des canalisations latérales, des raccordements et des installations

Composante	Propriétaires fonciers identifiés (composantes touchées du Projet)	Propriétaires fonciers identifiés (composantes non touchées du Projet)	Nombre total de propriétaires fonciers identifiés	Nombre total de propriétaires fonciers identifiés dans la Demande	Variation nette
Tronçon de l'Alberta	—	183	183	183	0
Tronçon des Prairies	—	1 074	1 074	1 061	13
Tronçon de l'Ouest de l'Ontario	—	1 051	1 051	1 066	(15)
Tronçon du Nord de l'Ontario	—				
Tronçon du Raccourci de North Bay	—	862	862	851	11
Tronçon de l'Est de l'Ontario	—	308	308	308	0
Tronçon du Québec à l'ouest de Lévis	—	1 137	1 825	1 893	(68)
Tronçon du Québec à l'est de Lévis	688	—			
Tronçon du Nouveau-Brunswick	291	—	291	262	29
Canalisation latérale de Cromer	—	52	52	53	(1)
Canalisation latérale de Montréal	—	42	42	42	0
Canalisation latérale de Lévis	—	26	26	29	(3)
Installations	14	69	83	127	(44)
Total	993	4 804	5 797	5 875	(78)

Comme il a été décrit dans la Demande Volume 8, Énergie Est continuera de rencontrer les propriétaires fonciers, de leur fournir des mises à jour et des renseignements relatifs au Projet, de les inviter à participer à des journées portes ouvertes et à des événements dans les communautés et de leur communiquer où ils peuvent obtenir des renseignements supplémentaires à propos du Projet.⁷³

De plus, dans le cadre de ses efforts de consultation des propriétaires fonciers, Énergie Est a communiqué ou communiquera par la poste avec les propriétaires de terrains situés à 200 m des nouveaux tronçons de la canalisation principale d'Énergie

⁷³ N° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4G9G3.

Est et des raccordements de terminaux (c.-à-d., le tronçon du Québec à l'est de Lévis, le tronçon du Nouveau-Brunswick et le raccordement de Saint John). Lorsque les emplacements des sites proposés seront finalisés, Énergie Est communiquera également, par la poste, avec les propriétaires de terrains situés à une distance de 1,5 km ou moins des emplacements des stations de pompage et autres installations.

Énergie Est continue de travailler avec les propriétaires fonciers dans le cadre de son programme d'acquisition des terrains du Projet et continue d'identifier les enjeux et les préoccupations soulevées individuellement par les propriétaires fonciers et de les régler ou de leur apporter des mesures d'atténuation.

3.11 DEMANDE VOLUME 9 — PARTICIPATION DES COLLECTIVITÉS

3.11.1 Participation des collectivités

La présente section fournit des renseignements à propos du programme et des activités de participation (appelées aussi parfois des activités d'engagement) auprès des collectivités d'Énergie Est qui sont spécifiques à la portée mise à jour du Projet.⁷⁴

Les activités de sensibilisation auprès des collectivités ont notamment pour objectif de transmettre aux parties prenantes des collectivités potentiellement touchées qui ont été préalablement identifiées à proximité du tracé du Projet des renseignements au sujet des modifications apportées à la portée du Projet. Ces parties prenantes comprennent notamment :

- les autorités et les organismes des collectivités
- les résidents des collectivités
- les organismes locaux et régionaux responsables de l'intervention en cas d'urgence
- les responsables des collectivités
- les organismes non gouvernementaux (ONG)
- les utilisateurs du territoire, des plans d'eau et cours d'eau et des zones marines
- les membres intéressés du public

3.11.2 Conception du programme de participation

Énergie Est continue d'utiliser, pour ses activités de participation des collectivités, le programme de participation qui a été présenté dans la Demande Volume 9. Toutefois, certains ajustements ont été apportés à ce dernier en fonction de la nature et de la portée des composantes mises à jour du Projet.

⁷⁴ Voir la Modification de la Demande Volume 3 pour consulter les renseignements mis à jour au sujet des installations du terminal de réservoirs et du terminal maritime.

Énergie Est a réévalué les parties prenantes potentiellement touchées situées à proximité de la portée mise à jour du Projet et auprès desquelles des activités de participation sont actuellement effectuées dans le cadre du Projet.

Suite à cette évaluation, cinq autorités de collectivités (administrations municipales) et trois ONG au Québec, y compris deux parties prenantes de l'industrie locale, ne sont plus jugées potentiellement touchées par le Projet :

- Municipalité régionale de comté de Rivière-du-Loup
- Municipalité de Cacouna
- Municipalité de Saint-Antoine
- Municipalité de Saint-Arsène
- Municipalité de Saint-Modeste
- Port de Gros Cacouna (Commission régionale du port de Gros-Cacouna)
- Centre local de développement de la région de Rivière-du-Loup
- Chambre de commerce de Rivière-du-Loup

Aucune nouvelle partie prenante de collectivités potentiellement touchée et auprès de laquelle des activités de participation devraient menées n'a été identifiée au Québec en raison de la mise à jour de la portée du Projet.

Compte tenu de la portée mise à jour du Projet, certains prestataires de services d'urgence au Québec ne sont plus considérés comme faisant partie de la zone touchée et n'ont par conséquent plus besoin de prendre part aux activités de participation relatives au Projet. Énergie Est prévoit néanmoins continuer ses activités de participation auprès de ces prestataires de service d'urgence à moins que ces derniers ne fassent part de leur intention de ne plus y participer.

Au Nouveau-Brunswick, les mises à jour de la portée du Projet n'ont entraîné aucune modification concernant les parties prenantes qui avaient déjà été identifiées pour participer à des activités de participation dans le cadre du Projet.

3.11.3 Activités de participation

Le Tableau 3-10 répertorie les activités de participation, les échéanciers et les documents connexes à la participation auprès des parties prenantes des collectivités dans le cadre de la portée mise à jour du Projet. Les documents sont fournis dans la Modification Annexe Vol 1-1 et la Modification Annexe Vol 1-2, tel qu'il est indiqué dans le tableau.

Énergie Est a révisé d'autres documents relatifs à la participation afin de tenir compte de la portée mise à jour du Projet, dont notamment une fiche d'information et une carte générale du Projet (voir la Modification Annexe Vol 1-3 et la Modification Annexe Vol 1-4, respectivement).

Annnonce relative au terminal maritime au Québec

Le 5 novembre 2015, TransCanada a annoncé la décision d'Énergie Est de ne pas aller de l'avant avec la construction d'un terminal maritime au Québec dans le cadre du Projet et de concentrer ses efforts sur les pipelines d'interconnexion reliant les raffineries au Québec et au Nouveau-Brunswick. Suite à cette annonce, Énergie Est a communiqué par téléphone avec les parties prenantes des collectivités qui ne sont plus touchées par le tracé du Projet au Québec afin de les informer à propos des mises à jour spécifiques apportées au tracé et aux emplacements des installations.

Table 3-10: Mise à jour de l'aperçu des activités et des documents relatifs au processus de participation

Date	Groupe de parties prenantes	Outil/ Méthode	Contenu	N° de la Modification Annexe
5 Novembre 2015	Municipalités avoisinantes et adjacentes – Directeurs généraux (DG) – AB, SK, MB, ON, QC, NB	Courriel	Avis relatif à la portée du Projet Oléoduc Énergie Est, dépôt de la Modification et Rapport supplémentaire : <ul style="list-style-type: none">• Lettre• Communiqués de presse : <i>Énergie Est demeure la façon la plus sécuritaire de transporter du pétrole brut – TransCanada est à l'écoute et retire du projet la construction d'un port au Québec</i>	Annexe Vol 1-1
19 Novembre 2015	Résidents de Red Head Road et d'Anthony's Cove – NB	Poste	Lettre concernant les modifications apportées à la portée du Projet, y compris en ce qui concerne les modifications apportées à la conception du terminal de réservoirs de Saint John	Annexe Vol 1-2

Énergie Est a également communiqué par téléphone avec des parties prenantes des collectivités directement touchées par les composantes mises à jour du Projet afin de confirmer que celles-ci avaient été mises au courant de l'annonce du 5 novembre 2015 et afin de demander que des rencontres soient organisées pour discuter du tracé et des emplacements des installations les concernant précisément. Des rencontres avec certaines parties prenantes des collectivités sont en cours et d'autres auront lieu pendant le premier trimestre de 2016.

Suite à l'annonce, Énergie Est a envoyé une lettre aux résidents de Red Head Road et d'Anthony's Cove (Nouveau-Brunswick) afin de les informer des modifications apportées à la portée du Projet, notamment en ce qui concerne les modifications

apportées à la conception du terminal de réservoirs de Saint John. Énergie Est a offert de rencontrer les résidents individuellement afin de discuter des modifications apportées à la portée du Projet.

Journées portes ouvertes tenues dans les collectivités

À titre de complément des activités de participation relatives aux composantes mises à jour du Projet, Énergie Est prévoit tenir quatre journées portes ouvertes dans les collectivités du Québec et du Nouveau-Brunswick au premier trimestre de 2016. Les emplacements de ces journées portes ouvertes sont énumérés ci-après.

- Kamouraska, Québec
- Temiscouata, Québec
- Saint John, Nouveau-Brunswick
- Edmundston, Nouveau-Brunswick

Les journées portes ouvertes, y compris la méthode utilisée pour informer les collectivités et la forme des journées portes ouvertes, correspondront aux méthodes d'avis et aux formes de journées portes ouvertes décrites dans la Demande (voir Volume 9, Section 3.2).

Activités de participation continues et rapport

Une mise à jour des activités de participation relatives à la portée mise à jour du Projet menées auprès des parties prenantes des collectivités, laquelle comprend les préoccupations soulevées et les solutions qu'Énergie Est prévoit y apporter, sera déposée auprès de l'Office dans le Rapport supplémentaire n° 6 prévu au premier trimestre de 2016.

Énergie Est continuera de mettre en œuvre son programme de participation auprès des parties prenantes des collectivités, tel qu'il est décrit dans la Demande Volume 9. Les activités de participation qui ne sont pas directement liées à la portée mise à jour du Projet continueront d'être répertoriées dans les rapports supplémentaires à venir.⁷⁵

3.12 DEMANDE VOLUME 10 — ENGAGEMENT DES AUTOCHTONES

Cette sous-section décrit le programme d'engagement à l'égard des Autochtones qui consiste à mobiliser les communautés et les organisations des Autochtones susceptibles d'être touchées par la portée mise à jour du Projet, tel qu'il est décrit dans la présente Modification de la Demande.

⁷⁵ Voir le Rapport supplémentaire n° 4, Calendrier supplémentaire mis à jour, Rév. 4 (n° de dépôt auprès de l'ONÉ : A4T715)

Les activités d'engagement avec les communautés et les organisations des Autochtones susceptibles d'être affectées comprennent la communication des modifications apportées à la portée du Projet et la détermination et le traitement des questions soulevées au cours du processus d'engagement, tout en poursuivant le maintien des principes et des objectifs du programme d'engagement à l'égard des Autochtones d'Énergie Est, tel qu'il est mentionné dans la Demande Volume 10.

3.12.1 Communautés et organisations des Autochtones susceptibles d'être affectées

Comme il est souligné dans la Demande et les Rapports supplémentaires, Énergie Est mène des activités d'engagement auprès de 166 communautés et organisations des Premières Nations et des Métis relativement au Projet. De ces 166 communautés et organisations qui participent actuellement aux activités relativement au Projet, Énergie Est estime que les communautés et les organisations les plus susceptibles d'être affectées par la portée mise à jour du Projet sont les suivantes :

- 23 communautés et organisations des Premières Nations au Québec
- 16 communautés et organisations des Premières Nations au Nouveau-Brunswick
- quatre communautés des Premières Nations qui participent aux activités par l'entremise du Kwilmu'kw Maw-Klusuaqn (KMK) en Nouvelle-Écosse⁷⁶

Aucune nouvelle communauté ou organisation autochtone susceptible d'être affectée qui se retrouve au Québec et au Nouveau-Brunswick n'a été identifiée pour des activités d'engagement à la suite de la portée mise à jour du Projet.

En raison de l'augmentation prévue du trafic maritime au terminal maritime Canaport d'Énergie Est à la suite des composantes mises à jour du Projet, Énergie Est a envisagé la possibilité d'augmenter les activités d'engagement avec les communautés qui exercent actuellement des activités traditionnelles liées à la terre et à l'eau à proximité du terminal maritime et des routes de navigation, y compris les quatre Premières Nations identifiées en Nouvelle-Écosse qui participent actuellement à des activités d'engagement par l'entremise du KMK.

Les possibilités pour des études sur les connaissances traditionnelles (CT) maritimes avec les quatre Premières Nations seront étudiées plus en détail. Pour plus de renseignements au sujet des études sur les CT en appui de la portée mise à jour du Projet, veuillez vous reporter à la Section 3.12.4 : Connaissances traditionnelles.

⁷⁶ Pour une liste des communautés et des organisations des Premières Nations qui participent aux activités d'engagement relatives au Projet au Québec, au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Écosse, y compris les détails des activités d'engagement, veuillez vous reporter à la Demande et aux Rapports supplémentaires n° 1 à 4.

3.12.2 Activités d'engagement

Les activités d'engagement propres aux composantes mises à jour du Projet comprennent des notifications, par lettre ou courriel, aux communautés et aux organisations des Premières Nations et des Métis avoisinantes et à proximité qui sont engagées à l'égard du Projet (voir Modification Annexe Vol 1-5).⁷⁷

Des lettres et des courriels ont été envoyés le 5 novembre 2015. Énergie Est a fait un suivi, par téléphone, avec les communautés et les organisations des Autochtones engagées à l'égard du Projet au Québec, au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Écosse afin de confirmer la réception de la correspondance ainsi que d'offrir de les rencontrer afin de discuter de la portée mise à jour du Projet et de la mise à jour de l'ensemble des installations.

Une mise à jour des activités d'engagement se rapportant aux modifications apportées à la portée du Projet, y compris les questions soulevées et la façon dont Énergie Est entend y répondre, sera fournie avec la mise à jour trimestrielle des activités d'engagement du premier trimestre 2016. (Rapport supplémentaire n° 6).

3.12.3 Ententes de financement

Comme il a été mentionné dans la Demande et les Rapports supplémentaires trimestriels, Énergie Est a proposé un certain nombre d'ententes de financement des capacités aux communautés et aux organisations des Premières Nations et des Métis afin d'appuyer les activités d'engagement dans le cadre du processus du Projet, y compris des lettres d'entente et des ententes sur le financement des engagements et sur les communications (EFEC).⁷⁸

Avec le retrait du terminal maritime de Cacouna de la portée du Projet et l'augmentation prévue du trafic maritime en direction et en provenance du terminal maritime Canaport d'Énergie Est, certaines EFEC au Nouveau-Brunswick et au Québec pourraient être réexaminées.

⁷⁷ Comme il a été défini dans la Demande, les communautés et les organisations des Premières Nations et des Métis avoisinantes sont définies comme celles situées à moins de 25 km de part et d'autre du Projet (soit une zone de 50 km). Les communautés et les organisations des Premières Nations et des Métis à proximité sont définies comme celles situées au-delà de la zone de 25 km du Projet jusqu'à une distance approximative de 50 km de part et d'autre du Projet (soit une zone de 100 km).

⁷⁸ La lettre d'entente est offerte comme ressource initiale aux communautés et aux organisations des Autochtones afin de soutenir la communication des renseignements initiaux relatifs au Projet. Une EFEC constitue une ressource additionnelle accessible aux communautés et aux organisations des Autochtones afin d'appuyer le développement et la mise en place d'un programme d'engagement exhaustif. Pour tout renseignement supplémentaire, veuillez vous reporter à la Demande, Volume 10.

3.12.4 Connaissances traditionnelles

Même si le programme des CT du Projet au Nouveau-Brunswick demeure sensiblement le même à la suite des composantes mises à jour du Projet, la portée du travail relatif aux CT pourrait nécessiter des ajustements. Énergie Est continuera de discuter des possibilités avec les Premières Nations identifiées en Nouvelle-Écosse, qui participent aux activités d'engagement par l'entremise du KMK, afin d'effectuer des études sur les CT pour le Projet.

Des mises à jour aux activités d'engagement en cours se rapportant aux CT d'Énergie Est continueront d'être fournies dans les Rapports supplémentaires trimestriels. Un rapport d'étape sur les activités des CT propres à la portée mise à jour du Projet sera inclus dans le Rapport supplémentaire n° 6 au premier trimestre de 2016.

3.12.5 Investissement communautaire, emplois et octroi de contrats

Énergie Est poursuivra son programme d'engagement auprès des Autochtones en ce qui concerne l'octroi de contrats et les emplois, le développement des capacités et la formation et l'investissement communautaire. Les activités d'engagement se rapportant à cette sphère d'intérêts ne sont pas directement touchées par la portée mise à jour du Projet et continueront d'être traitées dans les Rapports supplémentaires trimestriels à venir.⁷⁹

3.13 DEMANDE VOLUME 11 — APERÇU ENVIRONNEMENTAL ET SOCIO-ÉCONOMIQUE

Énergie Est a retenu les services de Stantec Consulting Ltd. (Stantec) et Groupe Conseil UDA Inc. (UDA) pour effectuer une ÉES du Projet. L'ÉES faisait partie du dépôt de la Demande initiale en octobre 2014.

Le contenu et la structure de base de l'ÉES ont évolué depuis le dépôt de la Demande afin de tenir compte de nouveaux renseignements et de renseignements révisés relativement au Projet. Au moment du dépôt, l'ÉES se composait de huit volumes en plusieurs parties. Bien qu'il se compose encore de plusieurs parties, l'ÉES a évolué globalement au cours des rapports supplémentaires trimestriels pour se composer actuellement de 13 volumes. Un guide d'examen ou « une feuille de route » détaillé de l'ÉES a été élaboré et est mis à jour pour chacun des rapports supplémentaires trimestriels.⁸⁰ Cette feuille de route vise à aider les lecteurs à travers les quelques 18 000 pages de renseignements environnementaux et socio-économiques qui ont déjà été déposés pour le Projet.

⁷⁹ Voir Rapport supplémentaire n° 4, Calendrier supplémentaire à jour Rév. 4 (numéro de dépôt auprès de l'ONÉ : A4T7T5).

⁸⁰ Voir Rapports supplémentaires n° 3 et 4, Mise à jour relative au Projet et Errata, Annexe 1-3 (numéro de dépôt auprès de l'ONÉ : A4R0V4 et A4T7T5).

Les mises à jour de l'ÉES relatives à la présente Modification de la Demande seront exposées dans des addendums à l'ÉES dans le Rapport supplémentaire n° 5 et dans les Rapports supplémentaires à venir. Ces addendums portent sur les composantes du Projet au Québec et au Nouveau-Brunswick qui ont subi des modifications depuis le dépôt initial de l'ÉES et la présentation du Rapport supplémentaire n° 1 en janvier 2015.

Pour de plus amples renseignements sur les addendums à l'ÉES tenant compte des composantes mises à jour du Projet, veuillez vous reporter à l'Annexe 1-6.

3.13.1 Évaluation des effets du Projet et détermination de l'importance

L'évaluation des effets du Projet découlant des changements relativement à Cacouna au Québec et au Nouveau-Brunswick ne modifie pas les conclusions relatives à l'importance des effets défavorables mentionnés dans l'ÉES et dans le Rapport supplémentaire n° 1.

De plus, un examen des données existantes et des études supplémentaires sur le terrain effectuées en 2015 au Québec et au Nouveau-Brunswick n'a pas permis de relever des composantes environnementales (y compris des espèces en péril ou des espèces dont la gestion est préoccupante) qui ne pouvaient pas être protégées par la mise en œuvre des mesures d'atténuation recommandées dans l'ÉES et dans le Rapport supplémentaire n° 1, ou au moyen des mesures d'atténuation supplémentaires mentionnées dans les addendums à l'ÉES. Les effets résiduels du Projet avaient été jugés non significatifs.

En ce qui concerne la faune marine et son habitat, les effets évalués du Projet, y compris l'effet d'une augmentation du transport maritime sur la faune marine, ont été jugés non significatifs avec la mise en œuvre des mesures d'atténuation recommandées.

Les effets d'un déversement de pétrole dans l'environnement marin ont été évalués pour des déversements de grand et de petit volume sur la voie de transport, ainsi qu'au terminal maritime Canaport d'Énergie Est. Les conséquences d'un déversement de pétrole et les effets résiduels ont été étudiées en fonction des effets sur les littoraux, les poissons marins et les espèces marines. L'étude des effets pour les trois catégories de pétrole et les volumes de déversement sur les habitats le long des littoraux, les poissons marins et la faune marine est fournie dans l'évaluation des risques écologiques et sur la santé humaine (ERESH) dans un addendum au Volume 6 de l'ÉES pour les accidents et les défaillances. Les résultats de l'ERESH seront présentés dans les Rapports supplémentaires n° 5 et 6.

3.14 DEMANDE VOLUME 12 — CARTES GÉNÉRALES ET DÉTAILLÉES DU TRACÉ

Dans la Demande Volume 12E, Énergie Est a fourni des cartes générales du tronçon du Québec à l'est de Lévis et du tronçon du Nouveau-Brunswick.⁸¹ Les cartes détaillées du tracé ont été fournies pour le même secteur du Projet dans la Demande Volumes 12K et 12L.⁸²

Des cartes à jour, qui tiennent compte des réalignements au tracé de l'oléoduc, avaient été présentées dans le Rapport supplémentaire n° 1⁸³ et le Rapport supplémentaire n° 3 pour le tronçon du Nouveau-Brunswick.⁸⁴

Dans le Rapport supplémentaire n° 5, Énergie Est fournira une série de cartes générales et détaillées à jour du tracé pour tout le Projet, y compris pour les composantes mises à jour du Projet décrites dans la présente Modification de la Demande. Ces cartes remplaceront celles qui avaient été déposées jusqu'à présent et comprendront, entre autres, ce qui suit :

- les améliorations apportées au tracé du pipeline en date du 15 août 2015
- une mise à jour des emplacements des stations de pompage en date du 15 août 2015
- une mise à jour des emplacements des vannes intermédiaires de la canalisation principale en date du 30 octobre 2015
- une mise à jour des franchissements de cours d'eau et des méthodes de franchissement
- les données spatiales accessibles au public concernant la propriété des terrains, les aires protégées désignées et les frontières municipales et régionales
- les emplacements et les délimitations des réserves visées par la *Loi sur les Indiens*

3.15 RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES

Depuis le dépôt de la Demande en octobre 2014, Énergie Est a déposé quatre rapports supplémentaires trimestriels qui visent à aider l'Office dans son processus d'examen de la Demande en lui fournissant les renseignements les plus à jour concernant le Projet.

⁸¹ Voir Demande Volume 12E, Annexe Vol 12E-16 (numéro de dépôt auprès de l'ONÉ : ID:A4E0X4).

⁸² Voir Demande Volume 12K, Annexe Vol 12K-79 à 12K-84 (numéro de dépôt auprès de l'ONÉ : A4E0Z0) et Annexe Vol 12L-85 à 12L-90 (Numéro de dépôt auprès de l'ONÉ : A4E0Z1).

⁸³ Voir numéro de dépôt auprès de l'ONÉ : A4G9U3, A4G9U4, A4G9U5, A4G9U6, A4G9V5, A4G9V6, A4G9V8, A4G9V9, A4G9W1, A4G9W3, A4G9W6, A4G9W7, A4G9W9, et A4G9X0.

⁸⁴ Voir numéro de dépôt auprès de l'ONÉ : A4R0Z8, A4R0Z9, A4R1A0, A4R1A1, A4R1A2, A4R1A3, A4R1A3, A4R1A4, et A4R1A5.

Énergie Est continuera de fournir des renseignements supplémentaires et à jour, au besoin, tout au long du processus d'examen réglementaire. Ces renseignements porteront sur :

- des changements d'ordre rédactionnel mineurs et d'autres erreurs semblables
- l'information continue sur le Projet, y compris les mises à jour et les modifications de routine à la Demande, notamment en ce qui concerne :
 - le processus d'amélioration continue du tracé
 - l'optimisation de la conception des installations
 - les activités permanentes d'engagement et de consultation
- les addendums à l'ÉES et les présentations supplémentaires sur l'ÉES
- toute exigence supplémentaire de dépôt auprès de l'ONÉ qui avait été précisée pour le Projet dans le cadre des exigences en matière d'orientation et de dépôt de juin 2014 de l'Office.⁸⁵

Dès le début, Énergie Est a respecté et détaillé les contenus demandés et les dates de dépôt de ses rapports supplémentaires, au début dans la Demande et ensuite lors de chaque dépôt trimestriel.⁸⁶

Comme il a été mentionné aux sections 2.12 et 2.13, Énergie Est a fait part de divers nouveaux éléments supplémentaires ou modifiés se rapportant aux composantes visées du Projet. Ces nouveaux éléments seront relevés et feront l'objet d'un suivi dans les calendriers de dépôts supplémentaires qui accompagnent chaque rapport supplémentaire, commençant avec le Rapport supplémentaire n° 5.

3.16 DÉMANTÈLEMENT ET CESSATION D'EXPLOITATION

Comme il a été précisé dans la Demande Volume 1, le Projet sera conçu et entretenu pour une durée de vie utile de plus de 40 ans.⁸⁷ Toute décision sur le moment convenu pour un démantèlement et une cessation d'exploitation sera influencée par les exigences de services futurs.

Pour les fins de la présente Modification de la Demande, Énergie Est donne une estimation des coûts de cessation d'exploitation conformément à la méthodologie décrite pour TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd. (Keystone) dans la décision MH-001-2012 de l'Office. L'estimation a été mise à jour afin de tenir compte des composantes mises à jour du Projet. Cette estimation s'élève à environ 914 M\$ pour

⁸⁵ Voir la lettre de l'ONÉ à Énergie Est intitulée Lignes directrices et dépôt, datée du 27 juin 2014 (numéro de dépôt de l'ONÉ : OF-Fac-Oil-E266-2014-01 01).

⁸⁶ Voir les Rapports supplémentaires n° 1, 2, 3 et 4 (Annexe 1-1, Rév. 0 à 4).

⁸⁷ Se reporter à la Section 2.19 : Démantèlement et cessation d'exploitation, Demande Volume 1, numéro de dépôt auprès de l'ONÉ : A4D8R1.

le Projet, ce qui se compare à l'estimation initiale de 964 M\$ qui est expliquée en détail dans la Demande.⁸⁸

Énergie Est a l'intention de réserver des fonds pour le Projet de la même façon que le prévoit la convention de fiducie sur la cessation d'exploitation prévue pour Keystone Pipeline (Canada), tel qu'il est décrit dans le Rapport supplémentaire n° 4.⁸⁹

Étant donné que le démantèlement et la cessation d'exploitation ne devraient pas se produire avant au moins 40 ans, une évaluation générale a été entreprise en tenant compte des hypothèses nécessaires. Cette évaluation, y compris la détermination de l'importance des effets suivant les mesures d'atténuation et l'importance des effets cumulatifs, est fournie dans l'ÉES (voir ÉES Volume 1, Section 8 : Désaffectation et fermeture).⁹⁰

Le rétrait du terminal de réservoirs et du terminal maritime de Cacouna et la révision qui en suit de la description du Projet concernant l'ÉES afin de tenir compte des modifications, ne modifie en rien les conclusions de l'ÉES relativement à la désaffectation et la fermeture.

3.17 MISE À JOUR DES LISTES DE CONTRÔLE DU GUIDE DE DÉPÔT

Afin d'aider l'Office dans son examen de la Modification de la Demande, Énergie Est a enrichi les listes de contrôle du *Guide de dépôt* dans les Rapports supplémentaires n° 3 et n° 4 afin d'intégrer les renseignements mis à jour relatifs au Projet fournis avec ce dépôt (voir Modification Annexe Vol 1-7). La prochaine mise à jour des listes de contrôle du *Guide de dépôt*.

⁸⁸ Se reporter à la Demande Volume 3, Section 2.4.1.3 : Démantèlement et cessation d'exploitation. Voir numéro de dépôt auprès de l'ONÉ : A4D8T4

⁸⁹ Voir Annexe 1-10 du Rapport supplémentaire n° 4, Mise à jour du Projet et Errata (numéro de dépôt auprès de l'ONÉ : A4T7T4).

⁹⁰ Voir numéro de dépôt auprès de l'ONÉ : A4D9R9.