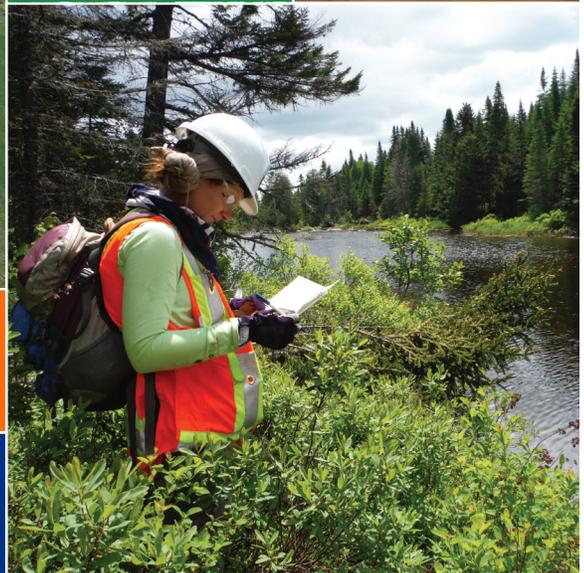
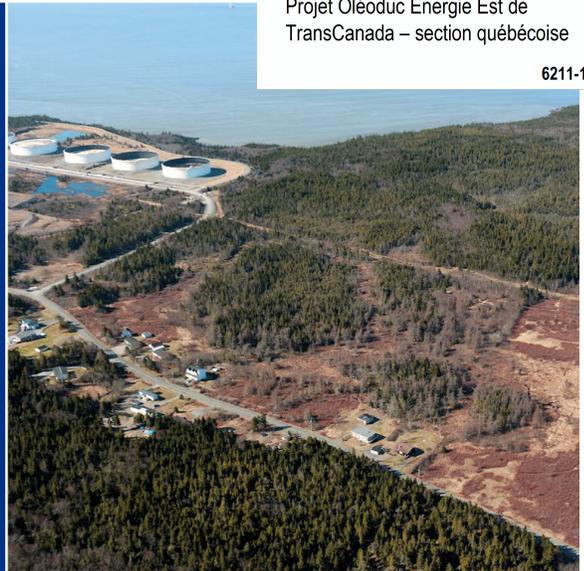


Projet Énergie Est

Modification de la Demande Volume 1: Modification de la Demande et aperçu

Décembre 2015



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

TABLE DES MATIÈRES

CONTENU	I
Table des matières.....	i
Glossaire	GL-1
MODIFICATION DES DEMANDES RELATIVES AU PROJET ÉNERGIE EST ET LA CESSION D’ACTIFS	I
Demanderesse.....	i
Cession d’actifs gaziers.....	ii
Demande concernant le Projet du réseau principal de l’Est	ii
Projet Énergie Est	iii
Objet et justification.....	viii
Services et droits de transport.....	ix
Contenu de la demande et documents à l’appui.....	ix
Mesures demandées	ix
1.0 GUIDE DE LA MODIFICATION	1-1
1.1 Objectif du guide de la Modification de la Demande	1-1
1.2 Nature et portée de la Modification de la Demande	1-1
1.3 Approche relative au dépôt de la Modification – Tableau 1-1	1-2
1.4 Terminologie.....	1-3
LISTE DES TABLEAUX	
Table 1-1 Terminologies supplémentaires	1-3
Table 1-2 Guide de la Modification de la Demande	1-4
2.0 SOMMAIRE	2-1
2.1 Description du Projet	2-1
2.2 Norme de l’intérêt public	2-1
2.3 Nécessité du Projet.....	2-2
2.4 Avantages économiques.....	2-3
2.5 Cession d’installations gazières et Projet du réseau principal de l’Est.....	2-3
2.6 Participation des parties prenantes et engagement des autochtones	2-5
2.7 Santé, sécurité et environnement	2-6
2.8 Conclusion	2-6
3.0 MISE À JOUR DE L’APERÇU DU PROJET	3-1
3.1 Contexte	3-2
3.1.1 Chronologie des événements ayant précédé la Modification	3-2
3.1.2 Portée de la Modification de la Demande.....	3-3

3.1.3	Renseignements déposés à jour	3-5
3.2	Demande Volume 1 – Demande et aperçu du Projet	3-5
3.2.1	Dispense, contexte et normes réglementaires	3-5
3.2.2	Mise à jour des principales composantes	3-5
3.2.3	Coût en capital estimatif	3-7
3.2.4	Justification du Projet	3-8
3.2.5	Dispense en vertu de l’article 58	3-8
3.3	Demande Volume 2 – Vente et achat des actifs reliés à la canalisation principale	3-12
3.3.1	Entente d’Énergie Est avec les SDL	3-13
3.3.2	Convention et cession des actifs	3-13
3.3.3	Prix d’acquisition	3-13
3.3.4	Incidences de la cession d’actifs sur les expéditeurs de la canalisation principale de TransCanada	3-14
3.3.5	Mise à jour des prévisions de l’approvisionnement en gaz naturel et des marchés du gaz	3-16
3.4	Demande Volume 3 – Commercial	3-17
3.4.1	Mise à jour des conventions de service de transport	3-17
3.4.2	Modalités de transport et droits	3-18
3.4.3	Offre de pétrole brut et marchés du pétrole	3-18
3.5	Demande Volume 4 – Conception du pipeline	3-20
3.5.1	Tronçons de la canalisation principale	3-20
3.5.2	Canalisations latérales et pipelines d’interconnexion des terminaux	3-26
3.5.3	Tracé du pipeline – Composantes mises à jour du Projet	3-27
3.5.4	Vannes de pipeline	3-30
3.6	Demande Volume 5 – Conception de la conversion	3-31
3.7	Demande Volume 6 – Conception des installations	3-33
3.7.1	Stations de pompage	3-33
3.7.2	Terminaux de réservoirs de stockage de pétrole	3-34
3.7.3	Terminal maritime Canaport d’Énergie Est	3-35
3.7.4	Installations de comptage de transfert de propriété	3-36
3.8	Demande Volume 7 – Construction et exploitation	3-37
3.8.1	Infrastructures temporaires	3-37
3.8.2	Approbation réglementaires requises pour la construction	3-38
3.8.3	Mise à jour du calendrier de construction	3-39
3.8.4	Systèmes de gestion	3-39
3.8.5	Gestion des urgences	3-41
3.8.6	Exploitation – Installations du Projet	3-41
3.8.7	Exploitation du terminal maritime	3-43
3.9	Codes et normes	3-44
3.10	Demande Volume 8 – Terrains	3-44
3.10.1	Exigences générales relatives aux terrains	3-45
3.10.2	Exigences relatives au pipeline	3-46

3.10.3	Exigences relatives aux installations	3-43
3.10.4	Acquisition des terrains.....	3-50
3.11	Application Volume 9 – Participation des collectivités.....	3-53
3.11.1	Participation des collectivités	3-53
3.11.2	Conception du programme de participation.....	3-53
3.11.3	Activités de participation	3-54
3.12	Demande Volume 10 – Engagement des autochtones.....	3-56
3.12.1	Communautés et organisations des Autochtones susceptibles d’être affectés	3-57
3.12.2	Activités d’engagement	3-58
3.12.3	Ententes de financement	3-58
3.12.4	Connaissances traditionnelles	3-59
3.12.5	Investissement communautaire, emplois et octroi de contrats.....	3-59
3.13	Demande Volume 11 – Aperçu environnemental et socio-économique	3-59
3.13.1	Évaluation des effets du Projet et détermination de l’importance	3-60
3.14	Demande Volume 12 – Cartes générales et détaillées du tracé	3-61
3.15	Renseignements supplémentaires	3-61
3.16	Démantèlement et cessation d’exploitation	3-62
3.17	Mise à jour des listes de contrôle du Guide de dépôt	3-63

LISTE DES FIGURES

Figure 3-1	Aperçu mis à jour du tracé et des composantes principales de l’oléoduc Énergie Est.....	3-10
Figure 3-2	Carte des principales composantes – Tronçons du Québec et du Nouveau-Brunswick mis à jour	3-11
Figure 3-3	Emplacements mis à jour des emprises parallèles et non parallèles le long de la canalisation principale d’Énergie Est.....	3-28
Figure 3-4	Emplacements mis à jour des emprises parallèles et non parallèles le long des tronçons du Québec et du Nouveau-Brunswick	3-29
Figure 3-5	Schéma révisé des tronçons de conversion.....	3-33
Figure 3-6	Calendrier préliminaire relative au Projet Énergie Est (Rév.2).....	3-40

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 3-1	Aperçu des composantes principales du Projet.....	3-6
Tableau 3-2	Coût en capital estimative mis à jour.....	3-7
Tableau 3-3	Emprises parallèles et non parallèles sur la canalisation d’Énergie Est	3-30
Tableau 3-4	Propriété des terrains le long de l’emprise du pipeline.....	3-46
Tableau 3-5	Exigences relatives à l’emprise et aux aires de travail temporaires mises à jour	3-48
Tableau 3-6	Exigences mises à jour relatives aux terrains pour les stations de pompage (à l’est de Lévis jusqu’à Saint John)	3-49

Tableau 3-7	Exigences relatives aux terrains mises à jour pour le terminal de réservoirs de Saint John	3-50
Tableau 3-8	Exigences mises à jour relative aux terrains et au plan d'eau pour le terminal maritime.....	3-50
Tableau 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	3-52
Tableau 3-10	Mise à jour de l'aperçu des activités et des documents relatifs au processus de participation	3-55

LISTE DES ANNEXES

Modification	Annexe Vol 1-1	Communiqué – Portée du Projet Oléoduc Énergie Est, dépôt de la Modification et du rapport supplémentaire
Modification	Annexe Vol 1-2	Lettre – Modifications à la portée du Projet
Modification	Annexe Vol 1-3	Fiche descriptive du Projet Oléoduc Énergie Est
Modification	Annexe Vol 1-4	Mise à jour de la carte générale du Projet
Modification	Annexe Vol 1-5	Lettre et communiqué
Modification	Annexe Vol 1-6	Rapports supplémentaires et addendas de l'ÉES
Modification	Annexe Vol 1-7	Mise à jour du Guide de dépôt de l'ONÉ

4.0 JUSTIFICATION DU PROJET..... 4-1

4.1	Réaliser Énergie Est: l'interdépendance du Projet Énergie Est, de la cession des actifs et du Projet du réseau principal de l'est	4-1
4.2	La norme de l'intérêt public et les précédents de l'ONÉ.....	4-1
4.3	Preuve à l'appui de la décision de l'intérêt public	4-3
4.4	L'intérêt public du Projet	4-4
4.4.1	Utilisation accrue et améliorées des installations faisant l'objet de la conversion	4-4
4.4.2	Accès à des marchés pour le pétrole brut canadien	4-5
4.4.3	Avantages économiques considérables à la grandeur du pays	4-5
4.4.4	Développement dans les délais de l'infrastructure essentielle.....	4-6
4.4.5	Viabilité économique	4-6
4.4.6	Réduction de l'empreinte environnementale	4-6
4.4.7	Maintien de la capacité ferme de transport de gaz.....	4-7
4.4.8	Avantages économiques pour les expéditeurs de gaz sur la canalisation principale	4-7
4.4.9	Règlements avec les expéditeurs de gaz sur la canalisation principale.....	4-8
4.5	Avantages économiques.....	4-9
4.5.1	Phase du développement.....	4-10
4.5.2	Phase de l'exploitation	4-10

4.5.3	Amélioration des rentrées nettes liées au pétrole brut	4-11
4.5.4	Résumé des impacts économiques et des répercussions fiscales.....	4-12
4.6	Avantages de la cession d'actifs	4-12
4.7	Autres avantages	4-13
4.7.1	Concentric Energy Advisors	4-13
4.7.2	Roland Priddle	4-14

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 4-1	Résumé des impacts économiques et des répercussions fiscales d'Énergie Est (effets cumulatifs, 2013-2040).....	4-12
-------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------

LISTE DES ANNEXES

Modification Annexe Vol 1-8	Rapport sur La Conférence Board du Canada (Octobre 2015)
Modification Annexe Vol 1-9	Rapport Concentric (Novembre 2015) (Pièce-jointe: Rapport de Golder)
Modification Annexe Vol 1-10	Rapport de Roland Priddle (Novembre 2015)

5.0	VENTE ET ACHAT DES ACTIFS RELIÉS À LA CANALISATION PRINCIPALE	5-1
5.1	Aperçu.....	5-1
5.1.1	Sommaire des modifications.....	5-2
5.1.2	Approbations supplémentaires de la demande relative à la cession.....	5-3
5.2	Normes réglementaires	5-4
5.3	Modalités de la cession d'actifs	5-5
5.3.1	Modification du prix de la convention de cession d'actifs	5-5
5.3.2	Attribution du prix de cession.....	5-5
5.4	Incidence de la cession d'actifs sur les expéditeurs de la canalisation principale.....	5-6
5.4.1	Exigences de la canalisation principale de TransCanada	5-9
5.4.2	Critères et démarches de conception de TransCanada.....	5-10
5.4.3	Perspective en matière d'offre et de demande pour le triangle de l'Est.....	5-18
5.4.4	Base de tarification, besoins en revenus et droits	5-32
5.4.5	Incidence sur le service.....	5-50
5.4.6	Incidence sur le prix du marché.....	5-50
5.4.7	Avantages sociaux pour les utilisateurs de la canalisation principale.....	5-51
5.5	Avis aux tiers commerciaux.....	5-52

5.6	Intérêts public de la cession d'actifs	5-3
-----	----------------------------------------------	-----

LISTE DES FIGURES

Figure 5-1	Carte de la conversion proposée de la canalisation principale de TransCanada	5-11
Figure 5-2	Conversion proposé de la ligne des Prairies	5-12
Figure 5-3	Conversion proposé de la ligne du nord de l'Ontario	5-13
Figure 5-4	Conversion propose du triangle de l'Est.....	5-15
Figure 5-5	Perspective d'offre de gaz de schiste de Marcellus et d'Utica (révisée)	5-20
Figure 5-6	Demande historique et prévisionnelle en gaz naturel dans le nord-est des États-Unis (révisé)	5-21
Figure 5-7	Demande historique et prévisionnelle en gaz pour la zone de livraison de l'est.....	5-22
Figure 5-8	Livraisons historiques et prévisionnelles à Niagara/Chippawa (révisées).....	5-24
Figure 5-9	Volumes de livraison historiques et prévisionnels à Iroquois (révisée)	5-25
Figure 5-10	Projets proposes dans le nord-est des États-Unis.....	5-28
Figure 5-11	Prévision de la demande moyenne – Zone touchée (révisée).....	5-30
Figure 5-12	Projet du réseau principal de l'Est (révisé).....	5-32

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 5-1	Sommaire de la capacité théorique prévue et des contrats fermés sur la canalisation principale (révisé)	5-16
Tableau 5-2	Exigences de conception pour la zone touchée en date du 1 ^{er} avril 2019 (révisées).....	5-17
Tableau 5-3	Sommaire de la croissance de la demande dans le nord-est des États-Unis et l'est du Canada (révisé)	5-23
Tableau 5-4	Projets de pipelines dans le nord-est des États-Unis (révisés).....	5-26
Tableau 5-5	Incidence différentielle sur la base tarifaire de la canalisation principale (révisée).....	5-33
Tableau 5-6	Incidence différentielle sur la base tarifaire par tronçon de la canalisation principale	5-33
Tableau 5-7	Incidence différentielle sur les besoins en revenus de la canalisation principale (2016-2050) (révisée).....	5-34
Tableau 5-8	Résumé de la cession d'actifs (révisé)	5-36
Tableau 5-9	Coût du Projet du réseau principal de l'Est (révisé)	5-37
Tableau 5-10	Besoins en revenus différentiels de la canalisation principale – Cession d'actifs (données mises à jour)	5-45
Tableau 5-11	Besoins en revenus différentiels de la canalisation principale – Projet du réseau principal de l'Est (données mises à jour).....	5-46
Tableau 5-12	Canalisation principale de TransCanada – Incidence sur les fonds relatifs à la cessation d'exploitation du pipeline (révisée).....	5-48

Tableau 5-13	Prévisions relatives au combustible supplémentaire pour 2016 à 2050 (révisée).....	5-49
Tableau 5-14	Incidence économique à l'égard de la canalisation principale (révisée).....	5-56
Tableau 5-15	Ratio de l'incidence sur les besoins en revenus par rapport au total des besoins en revenus annuels	5-58
Tableau 5-16	Ration de l'incidence sur les coûts de cessation d'exploitation du pipeline par rapport au total des coûts de cessation d'exploitation annuels (révisé)	5-59
Tableau 5-17	Ratio de l'incidence sur le combustible par rapport au total des besoins annuels en combustibles (révisé)	5-60
Tableau 5-18	Incidence économique sur la canalisation principale pour les expéditeurs du triangle de l'Est (révisée).....	5-61
Tableau 5-19	Incidence économique à l'égard de la canalisation principale de l'Ouest (nouveau).....	5-63

LISTE DES ANNEXES

Modification Annexe Vol 1-11	Convention de cession entre TransCanada et Énergie Est – Convention modificatrice (Pièce-jointe : Modalités des «SDL»)
Modification Annexe Vol 1-12	Besoins en revenus – Hypothèses

6.0	GAZ NATUREL – COMMERCIAL	6-1
6.1	Aperçu de l'approvisionnement.....	6-1
6.1.1	Production de gaz naturel en Amérique du Nord.....	6-2
6.1.2	Production potentielle aux États-Unis	6-3
6.1.3	Approvisionnement en gaz au Canada.....	6-8
6.2	Prévision du débit de la canalisation principale de TransCanada.....	6-13
6.3	Aperçu des marchés	6-18
6.3.1	Marchés de la zone de livraison de l'Est	6-19
6.3.2	Marchés du nord-est des États-Unis	6-20
6.4	Débit dans la zone touchée	6-21
6.4.1	Débits aux points d'exportation	6-21
6.5	Questions commerciales – Gaz naturel.....	6-23
6.5.1	Conception hydraulique globale du projet.....	6-24
6.5.2	Processus de conception des installations.....	6-24
6.5.3	Incidences des installations projetées sur la capacité	6-26

LISTE DES FIGURES

Figure 6-1	Zone de gaz de schistes en Amérique du Nord.....	6-3
Figure 6-2	Ressources potentielles aux États-Unis (révisées).....	6-4
Figure 6-3	Ressources de gaz de schist potentielles par region (révisées).....	6-5

Figure 6-4	Emplacement des zones Marcellus et Utica.....	6-6
Figure 6-5	Perspectives de la production des zones Marcellus et Utica (révisées)	6-7
Figure 6-6	Zone de gaz de schist clés dans le BSOC	6-9
Figure 6-7	Nombre de puits et production dans le BSOC (révisées).....	6-10
Figure 6-8	Ressources récupérables restantes dans le BSOC (révisées)	6-11
Figure 6-9	Production du BSOC (révisée).....	6-12
Figure 6-10	Volumes dans l'Ouest du Canada (révisés)	6-16
Figure 6-11	Exportations du BSOC et débit entrant dans la canalisation principale dans l'Ouest du Canada (révisés).....	6-18
Figure 6-12	Comparaison de la capacité et des besoins (révisée)	6-27
Figure 6-13	Schéma d'écoulement dans le triangle de l'est	6-28

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 6-1	Débit dans l'Ouest canadien (moyenne annuelle en $GP1^3/j$) (révisé).....	6-14
Tableau 6-2	Exportation du BSOC (moyenne annuelle en $GP1^3/j$) (révisé).....	6-16
Tableau 6-3	Demande annuelle moyenne dans la ZLE (révisée)	6-19
Tableau 6-4	Demande annuelle moyenne dans le nord-est des États-Unis (révisée)	6-20
Tableau 6-5	Débits annuels moyens dans la zone touchée (révisée)	6-22
Tableau 6-6	Capacité des conduites des divers diamètres	6-25

7.0 QUESTIONS COMMERCIALES.....7-1

7.1	Modalités de transport et droits.....	7-3
7.1.1	Développement du projet.....	7-3
7.1.2	Conventions de services de transport.....	7-5
7.1.3	Capacité réservée aux expéditeurs non liés par contrat	7-8
7.1.4	Droits négociés.....	7-8
7.1.5	Répartition du risqué financier.....	7-18
7.1.6	Exigences d'information	7-20
7.2	Offre et marchés.....	7-22
7.2.1	Aperçu de l'offre de pétrole brut de l'Ouest canadien.....	7-23
7.2.2	Conventions de services de transport.....	7-32
7.2.3	Conclusion concernant l'approvisionnement du Projet	7-33
7.2.4	Transport	7-33
7.2.5	Offre de l'Ouest canadien et capacité d'exportation pipelinère	7-37
7.2.6	Aperçu des marchés du pétrole brut.....	7-38
7.2.7	Escomptes	7-48
7.2.8	Conclusion	7-50
7.3	Financement.....	7-51
7.4	Conception hydraulique	7-51

LISTE DES FIGURES

Figure 7-1	Approvisionnement en pétrole brut et en condensat de l'Alberta (révisé)	7-26
Figure 7-2	Prévision de la production de pétrole brut de l'Ouest canadien – 2015 (révisée).....	7-26
Figure 7-3	Emplacements du pétrole de réservoirs étanches dans l'Ouest canadien	7-28
Figure 7-4	Production de pétrole de réservoirs étanches de l'Ouest canadien	7-30
Figure 7-4a	Production de pétrole léger de l'Ouest canadien	7-31
Figure 7-5	Aperçu de la production américaine de pétrole brut (révisé).....	7-32
Figure 7-6	Pipelines transportant du pétrole brut à l'extérieur de l'Alberta.....	7-36
Figure 7-7	Provenance de l'approvisionnement en pétrole brut acheminé vers les raffineries québécoises, 2012.....	7-39
Figure 7-7a	Provenance de l'approvisionnement en pétrole brut acheminé vers les raffineries québécoises, 2014.....	7-39
Figure 7-8a	Provenance de l'approvisionnement en pétrole brut acheminé vers les raffineries du Canada atlantique (révisée), 2014	7-41
Figure 7-8	Provenance de l'approvisionnement en pétrole brut acheminé vers les raffineries du Canada atlantique, 2012	7-41
Figure 7-9	Provenance de l'approvisionnement en pétrole brut acheminé vers les raffineries de la côte est américaine (PADD I), 2012	7-43
Figure 7-9a	Provenance de l'approvisionnement en pétrole brut acheminé vers les raffineries de la côte est américaine (PADD I) (Révisée), 2014.....	7-43
Figure 7-10	Provenance de l'approvisionnement en pétrole brut acheminé vers les raffineries de la côte est américaine (PADD I) (Révisée).....	7-46
Figure 7-11	Provenance de l'approvisionnement en pétrole brut acheminé vers l'Europe (Révisée), 2014	7-47
Figure 7-12	Provenance de l'approvisionnement en pétrole brut acheminé vers l'Inde (Révisée), 20104.....	7-48
Figure 7-13	Escomptes du WCS par rapport au WTI (Révisés)	7-49
Figure 7-14	Escomptes du WTI par rapport au Brent (Révisés)	7-50

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 7-1	Droits établis par contrat indicatifs modifiés pour le point de livraison de Montréal	7-14
Tableau 7-2	Droits établis par contrat indicatifs modifiés pour le point de livraison de Québec.....	7-15
Tableau 7-3	Droits indicatifs modifiés pour les expéditeurs non liés par contrat.....	7-16
Tableau 7-4	Droits établis par contrat indicatifs modifiés pour le point de livraison de Montréal	7-18
Tableau 7-5	Sommaire des réserves, des ressources et de la production de l'Alberta pour 2014 (révisé).....	7-24
Tableau 7-6	Synthèse des formations pétrolières étanches dans l'Ouest canadien	7-29
Tableau 7-7	Capacité des pipelines à partir de l'Alberta	7-34

Tableau 7-8	Capacité de raffinage du Québec	7-38
Tableau 7-9	Capacité de raffinage du Canada atlantique.....	7-40
Tableau 7-10	Capacité de raffinage de PADD I	7-42
Tableau 7-11	Capacité de raffinage de PAD III.....	7-44

LISTE DES ANNEXES

Modification Annexe Vol 1-13	Système de l’Oléoduc Énergie Est – CST Base de modification
Modification Annexe Vol 1-14	Rapport HIS, Étude de l’offre et des marchés pour le projet Énergie Est (Septembre 2015)
Modification Annexe Vol 1-15	Schéma du taux de débit nominal
Modification Annexe Vol 1-16	Schéma du taux de débit de conception

GLOSSAIRE

ABRÉVIATIONS ET ACRONYMES

AB	Alberta
ACPP	Association canadienne des producteurs pétroliers
ASI	Alimentation sans interruption
ASNC	Appel de soumissions sur la nouvelle capacité
BSOC	Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
CA	contribution annuelle
c.-à-d.	c'est-à-dire
Canalisation principale d'Énergie Est	Tronçons nouveaux et convertis de la canalisation principale composés de huit segments qui ensemble créent une connexion directe pour les expéditions de pétrole brut d'Hardisty, en Alberta à Saint John, au Nouveau-Brunswick
Canaport Energy East LP	Canaport Energy East Marine Terminal Limited Partnership
C.-B.	Colombie-Britannique
CBdC ou Conference Board	Conference Board du Canada
CCO	Centre de contrôle des opérations
CECE	coûts estimatifs de la cessation d'exploitation
cession d'actifs	La cession des actifs de gaz naturel de TransCanada à Énergie Est dans le cadre du Projet
CNBC	code national du bâtiment du Canada
Concentric	Concentric Energy Advisors
Convention de cession	Cession à Énergie Est des installations devant être convertis de la canalisation principale de TransCanada.
COSEPAC	comité sur la situation des espèces en péril au Canada
CSA	Association canadienne de normalisation

CST	conventions de services de transport
CT	Connaissances traditionnelles
CUP	Certificat d'utilité publique
Demande de 2014	Demande relative au Projet déposée par Énergie Est et TransCanada en octobre 2014
DG	directeurs généraux
DN	diamètre nominal
ÉES	Évaluation environnementale et socioéconomique
EFEC	ententes sur le financement des engagements et sur les communications
EIA	Energy Information Agency
Énergie Est	Oléoduc Énergie Est Ltée
Energy East LP	Energy East Pipeline Limited Partnership
ERESH	Évaluation des risques écologiques et sur la santé humaine
entente avec les SDL	Entente conclue entre TransCanada et trois sociétés de distribution locales dans l'est du Canada qui fait en sorte que l'opposition potentielle de ces derniers face au Projet ne soit plus un enjeu
ETP	équivalent temps plein
É.-U.	États-Unis
FDH	forage directionnel horizontal
GNL	gaz naturel liquéfié
Golder	Golder Associates Inc.
GTD	groupe de travail sur les droits
Guide de dépôt	Guide de dépôt de l'Office national de l'énergie
ha	hectare

ICQF	initiative de consultation relative aux questions foncières
IHS	IHS Inc
installations de Cacouna ou installations connexes à Cacouna	Renseignements incluent dans la Demande concernant un terminal maritime et des installations connexes proposés près de Cacouna, Québec
Installations devant être converties	installations gazières
Irving Oil	Irving Oil Company, Limited
Keystone	TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd.
km	kilomètre
Les latéraux de Montréal et de Lévis	Canalisations latérales reliant la canalisation principale d'Énergie Est aux raffineries de pétrole existantes sur l'île de Montréal et près de Lévis, au Québec
LCÉE 2012	<i>Loi canadienne sur l'évaluation environnementale</i>
LNO	<i>Ligne du Nord de l'Ontario</i>
Loi sur l'ONÉ ou Loi	<i>Loi sur l'Office national de l'énergie</i>
M	mètre
MB	Manitoba
MDDELCC	Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques
MERN	Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles
MFFP	Ministères des Forêts, de la Faune et des Parcs
MLV	vannes de la canalisation principale
Mm	millimètre
MRC	Municipalités régionales de comté
Norme CSA Z662-15	La norme Z662-15 de la CSA concernant les réseaux de canalisations de pétrole et de gaz

Office ou ONÉ	Office national de l'énergie
ON	Ontario
ONG	Organismes non gouvernementaux
p. ex.	par exemple
PADD	Petroleum Administration for Defence Districts
PEM	pression d'exploitation maximale
PIB	produit intérieur brut
PIU	plans d'intervention d'urgence
Projet ou Oléoduc Énergie Est	Projet Énergie Est
PRPE	Projet du réseau principal de l'Est
QC	Québec
réalignement de Saint-Onésime/Picard	Réalignement de 27 km entre deux points situés sur le corridor de pipeline présenté dans la Demande initiale
RNB	Raccourci de North Bay
RNCG	Règlement de normalisation de la comptabilité des gazoducs
RNCO	<i>Règlement de normalisation de la comptabilité des oléoducs</i>
RPT	<i>Règlement de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres</i>
SAU	Système d'arrêt d'urgence
SCADA	Système d'acquisition et de contrôle des données
SDL	Société en commandite Gaz Métro, Distribution de gaz Enbridge Inc. et Union Gas Limited
SGIU	Système de gestion des interventions d'urgence
SK	Saskatchewan

SSE	santé, sécurité et environnement
Stantec	Stantec Consulting Ltd.
station Burstall	station de régulation de la pression de Burstall
station de pompage de Falcon Lake	station de pompage qui sera située à environ 92 km à l'est de Sainte-Anne-des-Chênes, MB
station de pompage de Geraldton	station de pompage qui sera située à environ 12 kilomètres au nord-est de la municipalité fusionnée de Geraldton, Ontario
station de pompage de North Bay	station de pompage située directement au nord et à environ 15 km de North Bay, Ontario
TERMPOL	Processus d'examen technique des terminaux maritimes et des sites de transbordement
TGTB	très gros transporteur de brut
TPT	transport par des tiers
TransCanada	TransCanada Pipelines Limited
Tronçon du Québec à l'est de Lévis	nouvelle canalisation principale de la station de pompage de Lévis jusqu'à la frontière Québec/Nouveau-Brunswick
UDA	Groupe Conseil UDA Inc.
VAN	valeur actualisée nette
VCN	valeur comptable nette
VCP	vanne de la canalisation principale
VLN	valeur comptable nette
Zone d'exploitation contrôlée Owen	Zone d'exploitation contrôlée située sur des terres publiques
ZLE	Zone de livraison de l'est