

# Project Énergie Est

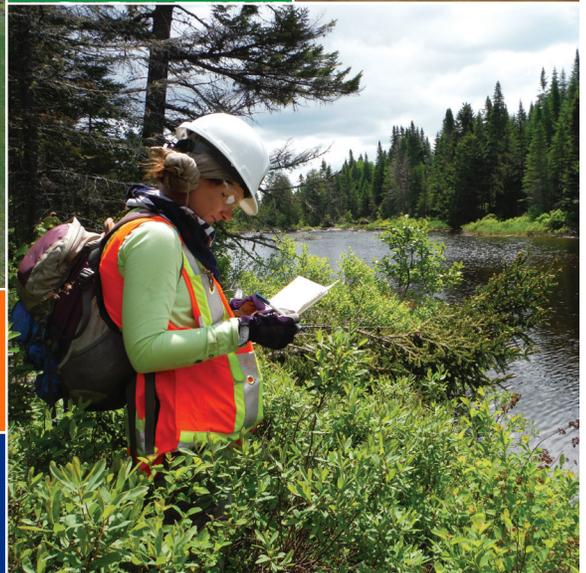
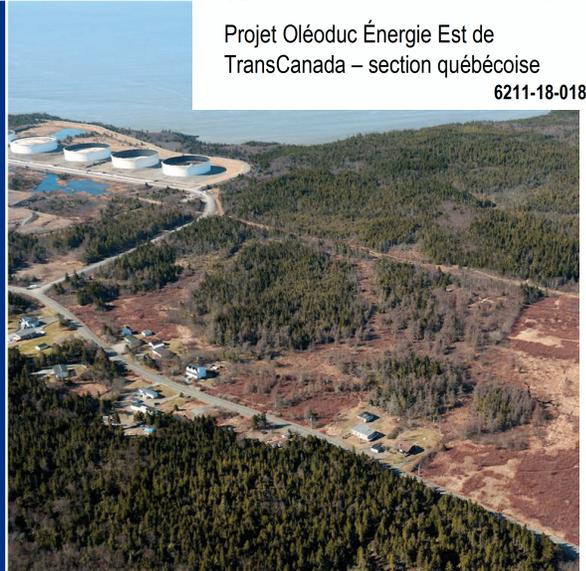
## Volume 6 : Conception des installations

Octobre 2014

324

PR1.6.1

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



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

## TABLE DES MATIÈRES

<b>CONTENU</b> .....	<b>i</b>
<b>1.0 APERÇU</b> .....	<b>0-1-1</b>
<b>2.0 STATIONS DE POMPAGE – CONCEPTION GÉNÉRALE</b> .....	<b>2-1</b>
2.1 Sécurité et protection de l’environnement .....	0-1
2.1.1 Mesures de prévention et d’atténuation des déversements de pétrole.....	2-1
2.1.2 Prévention et atténuation des incendies .....	2-2
2.2 Composantes contenant du pétrole .....	2-3
2.2.1 Pompes.....	2-3
2.2.2 Conduites .....	2-3
2.2.3 Régulation de la pression et protection contre la surpression.....	2-4
2.2.4 Régulation de la pression et protection contre la surpression aux emplacements où se produisent des variations de la pression d’exploitation maximale.....	2-6
2.2.5 Système de détection des fuites .....	2-6
2.2.6 Système de purge du pétrole.....	2-7
2.2.7 Système de détection rapide des lots .....	2-7
2.2.8 Système de détection des lots sur place .....	2-7
2.3 Infrastructure civile.....	2-8
2.3.1 Gestion des eaux pluviales.....	2-8
2.3.2 Gestion des eaux et des eaux usées.....	2-8
2.3.3 Sécurité .....	2-8
2.3.4 Fondations.....	2-8
2.3.5 Considérations géotechniques.....	2-9
2.4 Infrastructure électrique .....	2-9
2.4.1 Alimentation électrique.....	2-9
2.4.2 Infrastructure électrique des stations de pompage alimentées par un réseau public .....	2-10
2.4.3 Infrastructure électrique des stations de pompage dotées de génératrices .....	2-11
2.4.4 Éclairage .....	2-12
2.5 Systèmes auxiliaires.....	2-12
2.5.1 Conditionnement du gaz - emplacements dotés de génératrices à turbine à gaz.....	2-12

2.5.2	Système d'air comprimé - emplacements dotés de génératrices à turbine à gaz.....	2-12
2.5.3	Appareils pressurisés et chaudières de chauffage.....	2-12
2.5.4	Protection cathodique.....	2-12
2.5.5	Systèmes de conduites auxiliaires.....	2-13
2.6	Systèmes de contrôle.....	2-14
2.6.1	Automates programmables .....	2-14
2.6.2	Interface homme-machine .....	2-14
2.6.3	Système d'arrêt d'urgence .....	2-14
2.6.4	Communication.....	2-15
2.7	Bruit .....	2-16
2.8	Aires protégées désignées.....	2-17
2.8.1	Tronçon de l'Alberta.....	2-17
2.8.2	Tronçon des Prairies .....	2-17
2.8.3	Tronçons de l'ouest de l'Ontario, du nord de l'Ontario, du raccourci de North Bay et de l'est de l'Ontario .....	2-18
2.8.4	Tronçon du Québec.....	2-18
2.8.5	Tronçon du Nouveau-Brunswick.....	2-18
<b>3.0</b>	<b>STATIONS DE POMPAGE – RENSEIGNEMENTS SPÉCIFIQUES RELATIFS AU SITE.....</b>	<b>3-1</b>
3.1	Stations de pompage de la canalisation principale .....	3-1
3.1.1	Emplacement.....	3-1
3.1.2	Description du processus .....	3-4
3.1.3	Équipement .....	3-6
3.1.4	Conduites .....	3-7
3.1.5	Bâtiments et abris.....	3-8
3.1.6	Dessins de référence et cartes .....	3-9
3.2	Station de pompage de Cromer.....	3-10
3.2.1	Emplacement.....	3-10
3.2.2	Description du processus .....	3-10
3.2.3	Équipement .....	3-11
3.2.4	Conduites .....	3-11
3.2.5	Bâtiments et abris.....	3-11
3.2.6	Dessins de référence et cartes .....	3-12
3.3	Stations de vannes de régulation de la pression de burstall .....	3-12
3.3.1	Emplacement.....	3-12
3.3.2	Description du processus .....	3-13
3.3.3	Équipement .....	3-13
3.3.4	Conduites .....	3-14
3.3.5	Bâtiments et abris.....	3-14
3.3.6	Dessins de référence et cartes .....	3-14
<b>4.0</b>	<b>TERMINAUX DE RÉSERVOIRS - CONCEPTION GÉNÉRALE.....</b>	<b>4-1</b>

4.1	Sécurité et protection environnementale.....	4-1
4.1.1	Mesures de prévention et d'atténuation des déversements de pétrole.....	4-1
4.1.2	Mesures de prévention et d'atténuation des incendies.....	4-3
4.2	Composants contenant du pétrole .....	4-4
4.2.1	Réservoirs du pétrole .....	4-4
4.2.2	Caractéristiques préliminaires des réservoirs.....	4-5
4.2.3	Protection contre le débordement du réservoir .....	4-5
4.2.4	Protection contre la corrosion des réservoirs .....	4-6
4.2.5	Pompes.....	4-6
4.2.6	Conduites .....	4-6
4.2.7	Installations de comptage de transfert de propriété .....	4-7
4.2.8	Réglage de la pression et protection contre la surpression .....	4-7
4.2.9	Système de détection des fuites .....	4-7
4.2.10	Enceinte de confinement secondaire.....	4-8
4.2.11	Système d'écoulement du pétrole .....	4-8
4.2.12	Système de détection des lots sur place .....	4-8
4.3	Infrastructures civiles.....	4-9
4.3.1	Gestion des eaux pluviales.....	4-9
4.3.2	Gestion de l'eau et des eaux usées.....	4-9
4.3.3	Sécurité .....	4-9
4.3.4	Fondations.....	4-9
4.3.5	Considérations géotechniques.....	4-10
4.4	Infrastructure électrique .....	4-10
4.4.1	Alimentation électrique.....	4-10
4.4.2	Alimentation sans coupure.....	4-11
4.4.3	Éclairage .....	4-11
4.5	Systèmes auxiliaires.....	4-11
4.5.1	Système d'extinction des incendies à la mousse ignifuge .....	4-11
4.5.2	Réservoirs amortisseurs et chaudières .....	4-11
4.5.3	Protection cathodique.....	4-12
4.5.4	Systèmes de conduites auxiliaires.....	4-12
4.6	Systèmes de contrôle.....	4-13
4.6.1	Automates programmables .....	4-13
4.6.2	Interface homme-machine .....	4-13
4.6.3	Système d'arrêt d'urgence .....	4-14
4.6.4	Communications du système .....	4-14
4.7	Bruit .....	4-15
4.8	Aires protégées désignées.....	4-15
<b>5.0</b>	<b>TERMINAUX DE RÉSERVOIRS – RENSEIGNEMENTS SPÉCIFIQUES RELATIFS AUX SITES .....</b>	<b>5-1</b>
5.1	Terminal de réservoirs Hardisty D.....	5-1
5.1.1	Emplacement.....	5-2

5.1.2	Description des opérations .....	5-3
5.1.3	Équipement .....	5-4
5.1.4	Conduites .....	5-5
5.1.5	Bâtiments et abris.....	5-6
5.1.6	Dessins et cartes de référence .....	5-7
5.2	Terminal de réservoirs Moosomin .....	5-7
5.2.1	Emplacement.....	5-7
5.2.2	Description des opérations .....	5-8
5.2.3	Équipement .....	5-10
5.2.4	Conduites .....	5-10
5.2.5	Bâtiments et abris.....	5-12
5.3	Terminal de réservoirs de Cacouna.....	5-12
5.3.1	Emplacement.....	5-13
5.3.2	Description des opérations .....	5-13
5.3.3	Équipement .....	5-14
5.3.4	Conduites .....	5-15
5.3.5	Bâtiments et abris.....	5-16
5.3.6	Dessins et cartes de référence .....	5-17
5.4	Terminal de réservoirs de Saint-John .....	5-18
5.4.1	Emplacement.....	5-18
5.4.2	Description des opérations .....	5-18
5.4.3	Équipement .....	5-20
5.4.4	Conduites .....	5-21
5.4.5	Bâtiments et abris.....	5-22
5.4.6	Dessins et cartes de référence .....	5-23
<b>6.0</b>	<b>TERMINAUX MARITIMES – CONCEPTION GÉNÉRALE.....</b>	<b>6-1</b>
6.1	Composantes et systèmes principaux.....	6-1
6.2	Sécurité et protection de l’environnement .....	6-2
6.2.1	Mesures de prévention et d’atténuation des déversements de pétrole.....	6-2
6.2.2	Mesures de prévention des incendies et d’atténuation.....	6-3
6.2.3	Sécurité .....	6-4
6.2.4	Considérations géotechniques.....	6-4
6.3	Contrôle.....	6-5
6.3.1	Interface homme-machine .....	6-6
6.3.2	Système d’arrêt d’urgence .....	6-6
6.3.3	Systèmes de surveillance de l’amarrage .....	6-7
6.3.4	Communications .....	6-8
6.3.5	Systèmes auxiliaires.....	6-9
<b>7.0</b>	<b>TERMINAUX MARITIMES – RENSEIGNEMENTS SPÉCIFIQUES RELATIFS AU SITE .....</b>	<b>7-1</b>

---

7.1	Terminal maritime de Cacouna d'énergie Est .....	7-1
7.1.1	Emplacement.....	7-1
7.1.2	Aires protégées désignées.....	7-2
7.1.3	Conception du terminal.....	7-3
7.1.4	Composantes contenant du pétrole .....	7-6
7.1.5	Conception des conduites .....	7-10
7.1.6	Infrastructure maritime .....	7-14
7.1.7	Infrastructure civile.....	7-16
7.1.8	Bâtiments .....	7-17
7.1.9	Infrastructure électrique .....	7-18
7.1.10	Systèmes auxiliaires.....	7-18
7.2	Terminal maritime d'Énergie Est à Canaport .....	7-20
7.2.1	Emplacement.....	7-20
7.2.2	Conception du terminal.....	7-21
7.2.3	Composantes contenant du pétrole .....	7-24
7.2.4	Infrastructure maritime .....	7-30
7.2.5	Infrastructure civile.....	7-32
7.2.6	Bâtiments .....	7-33
7.2.7	Infrastructure électrique .....	7-34
7.2.8	Systèmes auxiliaires.....	7-34
<b>8.0</b>	<b>INSTALLATIONS DE COMPTAGE DE TRANSFERT DE PROPRIÉTÉ – CONCEPTION GÉNÉRALE.....</b>	<b>8-1</b>
8.1	Sécurité et protection de l'environnement .....	8-2
8.1.1	Mesures de prévention et d'atténuation des déversements de pétrole.....	8-2
8.1.2	Prévention et atténuation des incendies .....	8-3
8.2	Composantes contenant du pétrole .....	8-3
8.2.1	Compteurs de transfert de propriété.....	8-3
8.2.2	Conduites .....	8-4
8.2.3	Régulation de la pression et protection contre la surpression.....	8-4
8.2.4	Système de détection des fuites .....	8-5
8.2.5	Système d'évacuation du pétrole .....	8-5
8.2.6	Système de détection des lots sur place .....	8-5
8.3	Infrastructures civiles.....	8-6
8.3.1	Gestion des eaux pluviales.....	8-6
8.3.2	Fondations.....	8-6
8.3.3	Sécurité .....	8-6
8.3.4	Paramètres géotechniques.....	8-6
8.4	Infrastructure électrique .....	8-7
8.4.1	Alimentation électrique.....	8-7
8.4.2	Alimentation sans coupure.....	8-7
8.4.3	Éclairage .....	8-7
8.5	Systèmes auxiliaires.....	8-8

	8.5.1	Appareils à pression et chaudières de chauffage .....	8-8
	8.5.2	Protection cathodique.....	8-8
8.6		Systèmes de contrôle .....	8-8
	8.6.1	Automates programmables .....	8-8
	8.6.2	Interface homme-machine .....	8-9
	8.6.3	Système d'arrêt d'urgence .....	8-9
	8.6.4	Communications entre les systèmes .....	8-10
8.7		Bruit .....	8-10
8.8		Aires protégées désignées.....	8-11
<b>9.0</b>		<b>INSTALLATIONS DE COMPTAGE DE TRANSFERT DE PROPRIÉTÉ - RENSEIGNEMENTS SPÉCIFIQUES RELATIFS AU SITE .....</b>	<b>9-1</b>
9.1		Batterie de compteurs Hardisty D.....	9-1
9.2		Batterie de compteurs de Cromer .....	9-2
9.3		Station de comptage de livraison de Montréal.....	9-3
	9.3.1	Emplacement.....	9-3
	9.3.2	Description du fonctionnement.....	9-4
	9.3.3	Compteurs de transfert de propriété.....	9-5
	9.3.4	Conduites .....	9-5
	9.3.5	Bâtiments et abris.....	9-6
	9.3.6	Dessins et cartes de référence .....	9-7
9.4		Station de comptage de livraison de Lévis .....	9-7
	9.4.1	Emplacement.....	9-7
	9.4.2	Description du fonctionnement.....	9-8
	9.4.3	Compteurs de transfert de propriété.....	9-9
	9.4.4	Conduites .....	9-10
	9.4.5	Bâtiments et abris.....	9-10
	9.4.6	Dessins et cartes de référence .....	9-11
9.5		Batterie de compteurs du terminal de réservoirs de Cacouna.....	9-11
9.6		Batteries de compteurs du terminal de réservoirs de Saint John .....	9-12

**LISTE DES FIGURES**

Figure 2-1	Schéma des stations de pompage indiquant les émetteurs de pression.....	2-5
Figure 3-1	Configuration type d'une station de pompage de la canalisation principale, avec postes d'insertion et de retrait de racleurs .....	3-7
Figure 4-1	Coupe transversale d'un réservoir à toit flottant extérieur.....	4-4
Figure 5-1	Vue aérienne des terminaux de réservoirs Hardisty .....	5-3
Figure 5-2	Disposition conceptuelle du terminal de réservoirs Hardisty D .....	5-4
Figure 5-3	Vue aérienne du terminal de réservoirs, de la station de compression et de la station de pompage de Moosomin.....	5-8
Figure 5-4	Disposition conceptuelle du terminal de réservoirs de Moosomin.....	5-9
Figure 5-5	Terminal de réservoirs de Cacouna par rapport au terminal maritime de Cacouna.....	5-14
Figure 5-6	Disposition conceptuelle du terminal de réservoirs de Cacouna .....	5-15
Figure 5-7	Terminal de réservoirs de Saint John et terminal maritime Énergie Est Canaport.....	5-19
Figure 5-8	Disposition conceptuelle du terminal de réservoirs de Saint John .....	5-20
Figure 7-1	Vue aérienne du terminal maritime de Cacouna.....	7-4
Figure 7-2	Terminal maritime de Cacouna – Schéma conceptuel de la zone intertidale .....	7-5
Figure 7-3	Terminal maritime de Cacouna – Schéma conceptuel des plateformes en mer.....	7-5
Figure 7-4	Bras de chargement – Plage de mouvements.....	7-9
Figure 7-5	Installations extracôtières à Cacouna – Aires de confinement secondaire .....	7-13
Figure 7-6	Zone intertidale à Cacouna – Aires de confinement secondaire.....	7-14
Figure 7-7	Vue aérienne du terminal maritime d'Énergie Est à Canaport .....	7-22
Figure 7-8	Terminal maritime d'Énergie Est à Canaport – Schéma conceptuel des plateformes en mer.....	7-24
Figure 7-9	Bras de chargement – Plage de mouvements.....	7-26
Figure 7-10	Installations extracôtières du terminal maritime d'Énergie Est à Canaport – Aires de confinement secondaire .....	7-30
Figure 8-1	Sites de comptage de transfert de propriété .....	8-2
Figure 9-1	Vue aérienne de la station de comptage de livraison de Montréal .....	9-4
Figure 9-2	Aménagement conceptuel de la station de comptage de livraison de Montréal.....	9-5
Figure 9-3	Vue aérienne de la station de comptage de livraison de Lévis .....	9-8
Figure 9-4	Aménagement conceptuel de la station de comptage de livraison de Lévis.....	9-9

**LISTE DES TABLEAUX**

Tableau 2-1	Liste des éventuelles sociétés de services publics .....	2-9
-------------	--	-----

Tableau 2-2	Spécifications des systèmes de conduites, pression nominale et couverture des examens non destructifs .....	2-13
Tableau 2-3	Normes relatives au bruit .....	2-16
Tableau 2-4	Nouvelles stations de pompage dans des aires protégées désignées.....	2-19
Tableau 3-1	Emplacements préliminaires des stations de pompage de la canalisation principale .....	3-1
Tableau 3-2	Taille préliminaire des moteurs de pompe des stations de pompage de la canalisation principale.....	3-7
Tableau 3-3	Spécifications préliminaires des conduites des stations de pompage de la canalisation principale.....	3-8
Tableau 3-4	Liste préliminaire des bâtiments des stations de pompage sur la canalisation principale .....	3-8
Tableau 3-5	Dessins préliminaires des stations de pompage de la canalisation principale.....	3-9
Tableau 3-6	Dessins préliminaires des installations de vannes à clapet oscillant.....	3-10
Tableau 3-7	Emplacement préliminaire de la station de pompage de Cromer .....	3-10
Tableau 3-8	Taille préliminaire du moteur de pompe de la station de pompage de Cromer .....	3-11
Tableau 3-9	Spécifications préliminaires des conduites de la station de pompage de Cromer .....	3-11
Tableau 3-10	Liste préliminaire des bâtiments de la station de pompage de Cromer .....	3-12
Tableau 3-11	Dessins préliminaires de la station de pompage de Cromer .....	3-12
Tableau 3-12	Emplacement préliminaire de la station de vannes de régulation de la pression de Burstall.....	3-13
Tableau 3-13	Spécifications préliminaires des conduites de la station de régulation de la pression de Burstall .....	3-14
Tableau 3-14	Liste préliminaire des bâtiments de la station de régulation de la pression de Burstall.....	3-14
Tableau 3-15	Dessins préliminaires de la station de régulation de la pression de Burstall.....	3-14
Tableau 4-1	- Caractéristiques préliminaires des réservoirs .....	4-5
Tableau 4-2	- Spécifications des systèmes de conduites auxiliaires, pression nominale et étendue des END.....	4-12
Tableau 4-3	- Normes relatives au bruit.....	4-15
Tableau 5-1	Emplacement du terminal de réservoirs Hardisty D .....	5-2
Tableau 5-2	Taille et nombre préliminaires de réservoirs de stockage du terminal de réservoirs Hardisty D .....	5-5
Tableau 5-3	Nombre et taille préliminaires des pompes et des moteurs électriques du terminal de réservoirs Hardisty D .....	5-5
Tableau 5-4	Caractéristiques techniques préliminaires des conduites du terminal de réservoirs Hardisty D .....	5-6
Tableau 5-5	Liste préliminaire des bâtiments du terminal de réservoirs Hardisty D.....	5-6
Tableau 5-6	Dessins préliminaires du terminal de réservoirs Hardisty D .....	5-7
Tableau 5-7	Emplacement du terminal de réservoirs de Moosomin.....	5-8

Tableau 5-8	Taille et nombre préliminaires des réservoirs de stockage de pétrole du terminal de réservoirs de Moosomin.....	5-10
Tableau 5-9	Nombre et taille préliminaires des pompes et des moteurs du terminal de réservoirs Moosomin.....	5-10
Tableau 5-10	Caractéristiques techniques préliminaires des conduites du terminal de réservoirs de Moosomin.....	5-11
Tableau 5-11	Liste préliminaire des bâtiments du terminal de réservoirs de Moosomin .....	5-12
Tableau 5-12	Dessins préliminaires du terminal de réservoirs de Moosomin .....	5-12
Tableau 5-13	Emplacement du terminal de réservoirs de Cacouna.....	5-13
Tableau 5-14	Taille et nombre préliminaires des réservoirs de stockage du pétrole au terminal de réservoirs de Cacouna.....	5-14
Tableau 5-15	Nombre et taille préliminaires des pompes et des moteurs au terminal de réservoirs de Cacouna .....	5-15
Tableau 5-16	Caractéristiques techniques préliminaires des conduites du terminal de réservoirs de Cacouna.....	5-16
Tableau 5-17	Liste préliminaire des bâtiments du terminal de réservoirs de Cacouna .....	5-17
Tableau 5-18	Dessins préliminaires du terminal de réservoirs de Cacouna .....	5-17
Tableau 5-19	Emplacement du terminal de réservoirs de Saint John .....	5-18
Tableau 5-20	Taille et nombre préliminaires des réservoirs de stockage du pétrole au terminal de réservoirs de Saint John.....	5-20
Tableau 5-21	Nombre et taille préliminaires des pompes et des moteurs du terminal de réservoirs de Saint John .....	5-21
Tableau 5-22	Caractéristiques techniques préliminaires des conduites du terminal de réservoirs de Saint John .....	5-21
Tableau 5-23	Liste préliminaire des bâtiments du terminal de réservoirs de Saint John.....	5-22
Tableau 5-24	Dessins préliminaires du terminal de réservoirs de Saint John.....	5-23
Tableau 6-1	Spécifications, pression nominale et étendue des END des systèmes de conduites .....	6-9
Tableau 7-1	Emplacement du terminal maritime de Cacouna .....	7-2
Tableau 7-2	Terminal maritime de Cacouna – Dessins préliminaires .....	7-4
Tableau 7-3	Spécifications préliminaires du réservoir de stockage de pétrole.....	7-6
Tableau 7-4	Nombre préliminaire de pompes et spécifications préliminaires des pompes de chargement.....	7-6
Tableau 7-5	Emplacements préliminaires des conduites .....	7-10
Tableau 7-6	Spécifications préliminaires des conduites du terminal maritime de Cacouna.....	7-10
Tableau 7-7	Ponts sur chevalets préliminaires du terminal maritime.....	7-15
Tableau 7-8	Liste préliminaire des bâtiments du terminal maritime .....	7-17
Tableau 7-9	Latitudes et longitudes du terminal maritime d'Énergie Est à Canaport .....	7-20
Tableau 7-10	Dessins préliminaires du terminal maritime d'Énergie Est à Canaport.....	7-23
Tableau 7-11	Nombre préliminaire de pompes et spécifications préliminaires des pompes .....	7-24

Tableau 7-12	Emplacements préliminaires des conduites .....	7-27
Tableau 7-13	Spécifications préliminaires des conduites du terminal maritime d'Énergie Est à Canaport .....	7-27
Tableau 7-14	Ponts sur chevalets préliminaires du terminal maritime .....	7-31
Tableau 7-15	Liste préliminaire des bâtiments du terminal maritime d'Énergie Est à Canaport .....	7-33
Tableau 8-1	Normes de bruit .....	8-10
Tableau 9-1	Terminal de réservoirs Hardisty D – Paramètres préliminaires de la batterie de compteurs de transfert de propriété .....	9-2
Tableau 9-2	Terminal de réservoirs Hardisty D – Spécifications préliminaires des conduites des batteries de compteurs et des appareils d'étalonnage de transfert de propriété .....	9-2
Tableau 9-3	Paramètres préliminaires de la batterie de compteurs de transfert de propriété de la station de pompage Cromer .....	9-3
Tableau 9-4	Spécifications préliminaires des conduites des batteries de compteurs et des appareils d'étalonnage de transfert de propriété de la station de pompage Cromer .....	9-3
Tableau 9-5	Coordonnées de la station de comptage de livraison de Montréal .....	9-4
Tableau 9-6	Station de comptage de livraison de Montréal – Paramètres préliminaires de la batterie de compteurs de transfert de propriété .....	9-5
Tableau 9-7	Station de comptage de livraison de Montréal – Spécifications préliminaires des conduites .....	9-6
Tableau 9-8	Station de comptage de livraison de Montréal – Liste préliminaire des bâtiments .....	9-6
Tableau 9-9	Station de comptage de livraison de Montréal – Dessins préliminaires .....	9-7
Tableau 9-10	Emplacement préliminaire de la station de comptage de livraison de Lévis .....	9-7
Tableau 9-11	Paramètres préliminaires de la batterie de compteurs de transfert de propriété – Station de comptage de livraison de Lévis .....	9-9
Tableau 9-12	Spécifications préliminaires des conduites – Station de comptage de livraison de Lévis .....	9-10
Tableau 9-13	Station de comptage de livraison de Lévis – Liste préliminaire des bâtiments .....	9-10
Tableau 9-14	Station de comptage de livraison de Lévis – Dessins préliminaires .....	9-11
Tableau 9-15	Paramètres préliminaires de la batterie de compteurs de transfert de propriété – Terminal de réservoirs de Cacouna .....	9-11
Tableau 9-16	Spécifications préliminaires des conduites des batteries de compteurs et des appareils d'étalonnage de transfert de propriété – Terminal de réservoirs de Cacouna .....	9-12
Tableau 9-17	Paramètres préliminaires des batteries de compteurs de transfert de propriété – Terminal de réservoirs de Saint John .....	9-13
Tableau 9-18	Spécifications préliminaires des conduites des batteries de compteurs et des appareils d'étalonnage de transfert de propriété – Terminal de réservoirs de Saint John .....	9-13

## **1.0 APERÇU**

Le présent volume comporte de l'information sur les sujets qui suivent :

- Section 2 : Stations de pompage – Conception générale
- Section 3 : Stations de pompage – Renseignements spécifiques relatifs au site
- Section 4 : Terminaux de réservoirs – Conception générale
- Section 5 : Terminaux de réservoirs – Renseignements spécifiques relatifs au site
- Section 6 : Terminaux maritimes – Conception générale
- Section 7 : Terminaux maritimes – Renseignements spécifiques relatifs au site
- Section 8 : Installations de comptage de transfert de propriété – Conception générale
- Section 9 : Installations de comptage de transfert de propriété – Renseignements spécifiques relatifs au site

L'information présentée dans ces sections est fondée sur la conception préliminaire et soutenue par les résultats initiaux provenant de la modélisation hydraulique et des enquêtes sur le terrain. Des révisions et des précisions devraient être apportées à mesure que des données supplémentaires seront recueillies et évaluées et au fil de l'avancement de la conception technique détaillée.

### **Stations de pompage**

Les sections 2 et 3 décrivent la canalisation principale et les stations de pompage latérales qui seront installées dans le cadre du Projet ainsi que les installations connexes.

Les stations de pompage comporteront les principales composantes qui suivent :

- pompes alimentées par des moteurs électriques
- conduites et valves d'interconnexion
- génératrices à turbine à gaz (au besoin)
- dispositifs de lancement et de réception de racleurs (aussi appelés gares de racleurs) d'inspection interne (au besoin)
- système de détection des fuites
- système de purge du pétrole
- sous-station électrique
- génératrice auxiliaire
- bâtiments abritant l'équipement électrique
- bâtiment de services sur le terrain
- bassin d'eaux pluviales

La section 2 décrit les philosophies et considérations d'ordre technique qui seront généralement appliquées à la conception des stations de pompage et la section 3 présente des renseignements propres au site sur la conduite principale et les stations de pompage latérales ainsi que la station de vannes de régulation de pression à Burstall (Saskatchewan).

#### **Terminaux de réservoirs**

Les sections 4 et 5 décrivent les quatre terminaux de réservoirs requis pour l'Oléoduc Énergie Est. Ces terminaux se trouveront aux endroits suivants :

- Hardisty (Alberta)
- Moosomin (Saskatchewan)
- Cacouna (Québec)
- Saint John (Nouveau-Brunswick)

Les terminaux d'Hardisty et de Moosomin seront des points de réception, où le pétrole sera emmagasiné par lots pour être acheminé à l'Oléoduc Énergie Est. Les terminaux de Cacouna et de Saint John seront des points de livraison, où les lots de pétrole seront livrés à partir de l'Oléoduc Énergie Est.

Les terminaux de réservoirs comprennent les principales composantes qui suivent :

- des réservoirs de stockage de pétrole dotés d'une enceinte de confinement secondaire
- des pompes électriques
- des compteurs de transfert de propriété et une boucle d'étalonnage (sauf pour le terminal de réservoirs de Moosomin)
- des conduites et collecteurs de vannes d'interconnexion
- un système de protection contre les incendies
- des bâtiments accueillant des équipements de mesure de la qualité, des équipements électriques, du matériel, des outils et des fournitures
- un bassin d'eaux pluviales

La section 4 décrit les philosophies et considérations d'ordre technique qui seront généralement appliquées à la conception des quatre terminaux de réservoirs et la section 5 présente une description propre au site de chaque terminal.

#### **Terminaux maritimes**

Les sections 6 et 7 décrivent les deux terminaux maritimes qui seront construits dans le cadre du Projet. Un terminal maritime sera construit au Québec, et l'autre, au terminus situé à proximité de Saint John, au Nouveau-Brunswick. Ces terminaux

maritimes seront dotés d'installations permettant de charger du pétrole dans des pétroliers à partir de terminaux de réservoirs côtiers.

La section 6 présente les composantes et systèmes principaux ainsi que les considérations et philosophies d'ordre technique qui seront généralement applicables à la conception des deux terminaux maritimes. La section 7 décrit les considérations et les activités de conception spécifiques pour chaque terminal.

### **Installations de comptage de transfert de propriété**

Les sections 8 et 9 décrivent les installations de comptage de transfert de propriété qui seront construites aux emplacements suivants :

- terminal de réservoirs Hardisty D
- station de pompage de Cromer
- station de comptage de livraison de Montréal
- station de comptage de livraison de Lévis
- terminal de réservoirs de Cacouna
- terminal de réservoirs de 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 et aux terminaux de réservoirs de Cacouna et de Saint John. Le comptage de transfert de propriété sera effectué par des batteries de compteurs comportant chacune plusieurs sections de mesure et collecteurs.

Les stations de comptage et les batteries de compteurs comprennent les éléments principaux suivants :

- compteurs de transfert de propriété et appareils d'étalonnage des compteurs;
- conduites;
- canalisation de réception (pour les stations de comptage);
- bâtiments abritant l'équipement de mesure de la qualité, l'équipement électrique, les matériaux, les outils et les fournitures.

Les compteurs de transfert de propriété serviront également à assurer la détection des fuites dans l'Oléoduc Énergie Est.

La section 8 présente de l'information générale sur la conception et les considérations d'ordre technique associées aux installations de comptage de transfert de propriété. La section 9 présente des renseignements propres au site pour chaque installation de comptage.

## **2.0 STATIONS DE POMPAGE – CONCEPTION GÉNÉRALE**

La présente section présente de l'information générale sur la conception des stations de pompage de la canalisation principale et des canalisations latérales qui seront installées dans le cadre du Projet.

Soixante-douze stations de pompage seront aménagées dans le cadre du Projet, soit 71 sur la canalisation principale, à des intervalles d'environ 65 km, et une sur la canalisation latérale de Cromer. Ces stations de pompage génèrent de la pression afin de compenser pour la perte de pression dans l'oléoduc due à la friction.

Jusqu'à 64 des 72 stations de pompage seront alimentées en électricité par les réseaux des sociétés de services publics. Les huit autres stations, situées dans le nord de l'Ontario, seront alimentées par des génératrices à turbine à gaz installées sur place.

### **2.1 SÉCURITÉ ET PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT**

Des mesures de sécurité et de protection environnementale seront intégrées aux stations de pompage afin de réduire le risque que survienne un incident, comme un déversement de pétrole ou un incendie, et d'atténuer ses effets potentiels, le cas échéant. Un aperçu de ces mesures est fourni à la présente section. On trouvera de plus amples renseignements dans les descriptions de chacun des composants.

#### **2.1.1 Mesures de prévention et d'atténuation des déversements de pétrole**

Les composants utilisés pour transporter le pétrole dans les stations de pompage fournissent la protection primaire contre les déversements de pétrole. Ces composants sous pression incluent les pompes, les compteurs, les conduites, les vannes et les points d'insertion et de retrait de racleurs. Faits d'acier au carbone, ces composants seront conçus et fabriqués conformément aux normes de l'industrie pour les conditions d'exploitation prévues.

Une fois installés, les composants pressurisés formeront un système fermé. Le confinement de la pression sera réalisé grâce à la combinaison de l'épaisseur et de la résistance de l'acier utilisé pour chacun des composants, conçus afin de résister à la pression d'exploitation maximale (PEM) du système. La conception respectera la norme CSA Z662-11. L'intégrité des composants pressurisés sera vérifiée pendant la fabrication et la construction et sera maintenue pendant l'exploitation par le biais des mesures suivantes :

- mise en œuvre du programme de gestion de la qualité de TransCanada pour la vérification des matériaux et des méthodes de fabrication;
- application d'un revêtement aux surfaces externes et installation de systèmes de protection cathodique afin de prévenir la corrosion;
- essais hydrostatiques des conduites pendant la construction;

- exploitation conforme aux pressions approuvées;
- mise en œuvre du programme de gestion de l'intégrité de TransCanada.

Un système de détection des fuites de pétrole sera intégré à l'oléoduc et aux stations de pompage. Si une fuite est détectée, l'oléoduc et les installations seront mis en arrêt, et le secteur où la fuite est survenue sera isolé en fermant les vannes conformément au plan d'isolation du centre de contrôle des opérations (CCO) de TransCanada et au plan d'intervention d'urgence d'Énergie Est.

Un réseau de tuyaux de drainage recueille le suintement statique des pompes et permet de drainer le contenu des pompes, des conduites et des postes d'insertion et de retrait dans des réservoirs collecteurs, réduisant ainsi le risque de déversement de pétrole.

Les réservoirs de combustible des génératrices auxiliaires, les réservoirs collecteurs et les transformateurs d'alimentation seront dotés d'enceintes de confinement secondaires.

### **2.1.2 Prévention et atténuation des incendies**

La principale mesure de prévention des incendies consiste à réduire les vapeurs émises par les composants contenant du pétrole et à éliminer les sources d'inflammation potentielles à proximité de celles-ci. Comme il est décrit sous la rubrique précédente, les composants pressurisés forment un système fermé. L'équipement électrique est séparé des composants contenant du pétrole ou est conçu avec des dispositifs de protection permettant son exploitation sécuritaire lorsqu'il est installé à proximité de composants contenant du pétrole.

Les événements du réservoir seront pourvus d'un pare-flamme afin d'empêcher l'inflammation de la vapeur dans le réservoir collecteur. Les vannes d'isolement sont munies d'un dispositif anti-incendie. En cas d'incendie, si le joint d'étanchéité souple principal est endommagé, un deuxième joint d'étanchéité en métal résistant au feu assurera l'étanchéité.

Des capteurs thermiques seront installés au-dessus de chaque pompe afin de détecter la chaleur dégagée par le feu. Des détecteurs de chaleur et de fumée seront installés dans les abris pour l'équipement électrique et l'équipement à entraînement à fréquence variable. Ces instruments seront surveillés par le système de contrôle et une alarme sera transmise au CCO, si de la chaleur ou de la fumée sont détectées. En cas d'incendie, le système d'arrêt d'urgence sera activé afin d'arrêter la station de pompage.

Le signal d'arrêt d'urgence peut être activé par des boutons poussoirs d'urgence aux stations de pompage, à partir du CCO ou à partir du système de contrôle local.

Les turbines à gaz des génératrices seront dotées d'un système de détection et de suppression des incendies.

## **2.2 COMPOSANTES CONTENANT DU PÉTROLE**

### **2.2.1 Pompes**

Les pompes sont des unités monocellulaires centrifuges conçues et fabriquées conformément à la norme API STD 610. Les pompes seront alimentées par des moteurs électriques conçus pour être compatibles avec l'équipement à entraînement à fréquence variable (EFV) pour les besoins du contrôle de la vitesse. Un mécanisme d'EFV est utilisé pour démarrer les moteurs et contrôler la vitesse des pompes afin de contrôler la pression. Chaque moteur est démarré par un mécanisme d'EFV, amené à une vitesse synchrone et transféré à la barre omnibus. Le dernier moteur est continuellement contrôlé par un mécanisme d'EFV afin de réguler la pression de décharge de la station de pompage. Le mécanisme d'EFV sera doté d'une redondance interne de manière à ce qu'il puisse fonctionner de façon sécuritaire avec des composants défaillants. Pendant la conception détaillée, un second mécanisme d'EFV pourrait être installé aux stations de pompage afin d'accroître la souplesse opérationnelle.

Des instruments de surveillance seront installés sur les pompes et les moteurs pour surveiller leur fonctionnement. Une déviation par rapport à la plage de fonctionnement normale entraînera le déclenchement d'une alarme et, au besoin, l'arrêt de la pompe.

Chaque pompe sera équipée de joints mécaniques afin de sceller l'ouverture entre l'arbre d'entraînement et le corps de la pompe. Les fuites au niveau des joints s'écouleront dans le système de drainage du pétrole et seront stockées dans un réservoir collecteur. Les fuites feront l'objet d'une surveillance et, en cas de défaillance d'un joint, le système de contrôle déclenchera une alarme et arrêtera la pompe.

### **2.2.2 Conduites**

Les conduites seront en acier au carbone et conçues, fabriquées, installées et testées conformément à la norme CSA Z662-11. Les conduites souterraines seront protégées contre la corrosion au moyen de l'application de revêtements sur les conduites et de la protection cathodique. Le revêtement principal de la surface externe des conduites souterraines sera composé d'époxy appliqué par fusion. Les soudures annulaires de chantier seront protégées par un revêtement époxydique appliqué sur place.

Les conduites et l'équipement situés en surface seront enduits de peinture convenant aux conditions environnementales là où les conduites sont installées.

### **2.2.3 Régulation de la pression et protection contre la surpression**

La pression d'exploitation de l'oléoduc peut être augmentée par des sources de pression comme :

- une station de pompage (en activant les pompes et en augmentant leur vitesse afin d'atteindre des pressions de décharge ou des débits prédéfinis);
- la colonne hydrostatique du pétrole aux points bas de l'oléoduc;
- la transition entre une conduite ayant une PEM plus élevée à une conduite ayant une PEM moins élevée;
- une onde de pression ou une hausse causées par des événements comme la fermeture d'une vanne ou l'arrêt d'une station de pompage.

Deux systèmes indépendants seront installés à chaque station de pompage afin d'éviter la surpression de l'oléoduc. Un système de régulation de la pression contrôlera la pression de décharge de la station de pompage afin d'empêcher que la pression d'exploitation de l'oléoduc dépasse la PEM. Un système indépendant de protection contre la surpression fera en sorte que la pression d'exploitation de l'oléoduc ne dépasse pas 110 % de la PEM. Ces systèmes sont décrits ci-après.

#### **2.2.3.1 Régulation de la pression**

La limite de pression de décharge correspond à la pression de décharge maximale de la station de pompage sans dépasser la PEM en tout temps dans l'oléoduc en aval dans des conditions stables. La limite de pression de décharge pour une station de pompage particulière est dynamique et dépend de plusieurs variables, notamment le gradient de pression (débit) et la mise en pression des lignes (pression d'aspiration à la station de pompage suivante en aval). Le débit est mesuré à chaque station de pompage et il sert à déterminer la limite de la pression de décharge au débit courant dans le pipeline. Une courbe unique du débit en fonction de la pression de décharge sera établie pour chaque station de pompage, en simulant des événements opérationnels normaux et anormaux pour les sources de pression susmentionnées, à l'aide de modèles transitoires d'analyse et du pire scénario pour les conditions initiales à l'état stable.

La régulation de la pression sera effectuée à chaque station de pompage par l'automate programmable (PLC) de la station. L'automate programmable de la station surveillera et contrôlera en continu la pression de décharge de la station de pompage en utilisant deux transmetteurs de pression indépendants fixés sur la conduite de décharge de la station de pompage et sur le pipeline en aval, comme l'illustre la figure 2-1. Une alarme de déviation sera déclenchée si l'écart entre les signaux de pression communiqués par les deux transmetteurs excède la limite préétablie. Si un des transmetteurs ne génère pas de signal, l'automate programmable de la station utilisera le signal de l'autre transmetteur. La boucle de régulation continuera de

fonctionner normalement pendant le transfert. Si les deux transmetteurs cessent de générer des signaux, la station de pompage sera arrêtée.

Le PLC de la station contrôlera la pression de décharge en ajustant la vitesse des pompes au moyen d'un EFV. Il pourra fermer une ou plusieurs pompes à tout moment afin de limiter davantage la pression de décharge, au besoin. Si le PLC d'une station de pompage subit une défaillance, la procédure d'arrêt d'urgence de la station sera déclenchée.

### 2.2.3.2 Protection contre la surpression

Le système de protection contre la surpression assure un deuxième niveau de contrôle de la pression pour l'oléoduc, qui est entièrement indépendant du système de contrôle de la pression. Le système de protection contre la surpression empêchera la surpression de l'oléoduc de dépasser 110 % de la PEM. Conformément à la norme CSA Z662-11 (clause 4.18.4), les systèmes de contrôle de pression et de protection contre la surpression sont conçus de telle sorte qu'une défaillance d'un système n'entraînera pas la défaillance de l'autre. La protection contre la surpression sera assurée par le PLC en combinaison avec le système de surveillance, de contrôle et d'acquisition des données (SCADA). Le PLC de l'unité surveille constamment la pression de décharge des pompes en utilisant deux transmetteurs indépendants, comme il est décrit à la section 2.2.3.1, Régulation de la pression, et il arrêtera toutes les pompes de la station si la pression de décharge de la station dépasse une limite fixée au préalable.

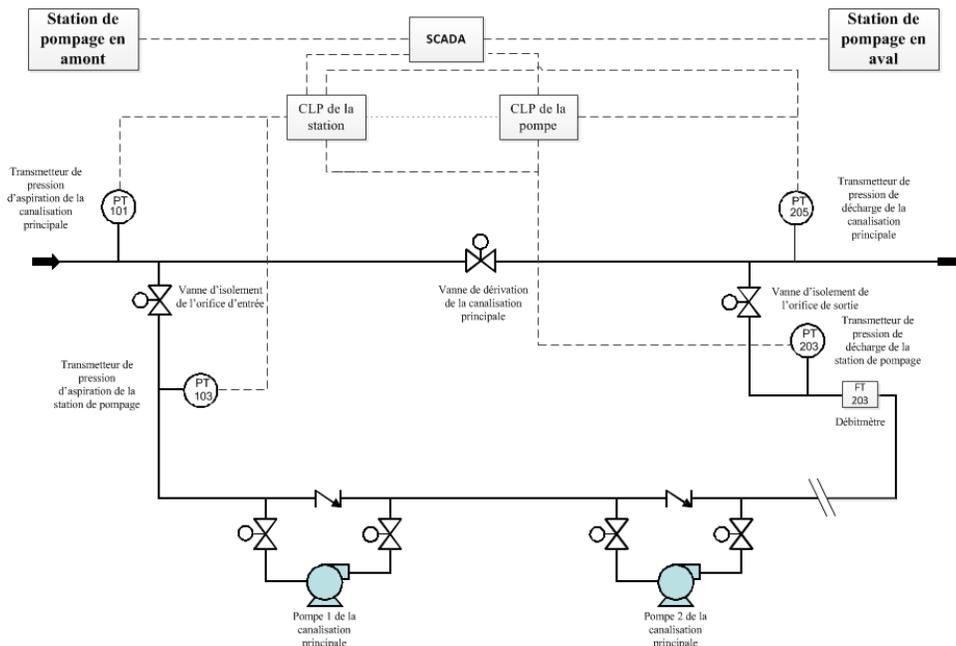


Figure 2-1 : Schéma des stations de pompage indiquant les émetteurs de pression

En outre, le système SCADA amorcera un arrêt, par le PLC de l'unité, des unités en fonctionnement à la station de pompage en réponse à une commande de déclenchement de ligne provenant d'une installation en aval. Les conditions suivantes lanceront une commande de déclenchement de ligne vers l'amont :

- pression d'aspiration élevée – pression d'aspiration élevée à une station de pompage en aval;
- voie d'écoulement bloquée – une vanne dans la voie d'écoulement de la canalisation ne transmet pas de signal confirmant qu'elle est entièrement ouverte et est considérée comme une voie potentiellement bloquée.

Certains aspects de la méthode de protection contre les surpressions dépendent des communications avec le système SCADA. Si la communication est interrompue entre le système SCADA et une station de pompage, le PLC de la station reviendra automatiquement au point de réglage de la pression de décharge établi de façon prudente (voir la section 2.2.3.1 : Régulation de la pression).

En outre, le système SCADA ajustera la station de pompage en amont à un niveau similaire de pression de décharge établi de façon prudente. Les valeurs prudentes de décharge sont déterminées de telle sorte que la hausse de pression maximale dans la conduite en aval ne dépassera pas 110 % de la PEM s'il se produit un événement qui déclenche un transitoire en aval, lorsque les fonctions de protection contre la surpression qui dépendent du système SCADA ne sont pas disponibles.

En cas de défaillance du PLC des pompes, l'arrêt d'urgence de la station sera déclenché.

Des soupapes de sécurité seront installées sur les conduites afin d'assurer la décharge thermique des sections bloquées. Les soupapes de sécurité se déchargeront dans le système de purge du pétrole.

#### **2.2.4 Régulation de la pression et protection contre la surpression aux emplacements où se produisent des variations de la pression d'exploitation maximale**

Les variations de la PEM de la canalisation principale d'Énergie Est se produisent à Burstall, en Saskatchewan, à Île des Chênes, au Manitoba, et à Iroquois, en Ontario. De plus, une variation de la PEM se produit à la station de pompage Cromer. La pression sera régulée afin d'éviter que la PEM plus élevée dans certaines sections provoque de la surpression dans les sections où la PEM est moindre. Voir l'information propre aux différents emplacements pour une description de ceux-ci.

#### **2.2.5 Système de détection des fuites**

Un système de détection des fuites de pétrole sera intégré à l'oléoduc et aux stations de pompage. Si une fuite est détectée, l'oléoduc et les installations seront mis en arrêt, le secteur où la fuite est survenue sera isolé en fermant les vannes conformément au

plan d'isolement d'OCC et au plan d'intervention d'urgence d'Énergie Est. On trouvera de plus amples renseignements sur la détection des fuites au Volume 7, Section 4, Exploitation.

#### **2.2.6 Système de purge du pétrole**

À chaque station de pompage, un système de purge du pétrole recueillera le pétrole s'écoulant des joints des pompes, de l'équipement et des conduites lorsqu'elles doivent être drainées pour les besoins de l'entretien. Les tuyaux de purge des pompes, des postes d'insertion et de retrait des racleurs, des soupapes de sûreté-décharge et des conduites de la station seront connectés au système de purge, qui dirigera le pétrole jusqu'à un réservoir collecteur souterrain.

Le réservoir collecteur sera un réservoir à double paroi en fibre de verre. L'espace entre les deux parois sera surveillé afin de détecter les fuites, ce qui permettra une détection et une intervention rapides en cas de fuite. Le niveau du pétrole dans le réservoir sera mesuré au moyen de deux instruments indépendants surveillés par le système de contrôle. La procédure d'arrêt d'urgence de la station sera déclenchée si le niveau d'exploitation maximal du réservoir est dépassé.

Le pétrole contenu dans le réservoir collecteur sera pompé soit dans le système de canalisations principal, soit dans un camion-citerne en vue de son élimination.

#### **2.2.7 Système de détection rapide des lots**

Un système de détection rapide des lots sera installé aux stations de pompage suivantes qui sont immédiatement en amont d'un terminal de réservoirs de stockage ou d'une station à vannes à clapet oscillant d'une canalisation latérale :

- station de pompage de Whitewood sur le tronçon des Prairies;
- station de pompage de Lachute sur le tronçon du Québec;
- station de pompage de Donnacona sur le tronçon du Québec;
- station de pompage de Saint-Gabriel-Lalemant sur le tronçon du Québec;
- station de pompage de Hampton sur le tronçon du Nouveau-Brunswick.

Le système sur place de détection rapide des lots sera utilisé pour détecter la jonction entre deux lots de pétrole dans l'oléoduc en mesurant la densité et la viscosité. Cette information sera communiquée au CCO par le système SCADA. Le système de détection rapide des lots sera constitué d'une petite pompe, d'un viscosimètre et d'un densitomètre installés dans un abri sur patins.

#### **2.2.8 Système de détection des lots sur place**

Un système sur place de détection des lots sera installé aux stations de pompage suivantes, qui sont adjacentes à un terminal de réservoirs :

- station de pompage de Moosomin sur le tronçon des Prairies;

- station de pompage de Cacouna sur le tronçon du Québec.

Le système sur place de détection des lots sera utilisé pour détecter la jonction entre deux lots de pétrole dans l'oléoduc en mesurant la densité et la viscosité. Cette information sera communiquée au CCO par le système SCADA. Le système sur place de détection des lots sera constitué d'une petite pompe, d'un viscosimètre et d'un densitomètre installés dans un abri sur patins.

## **2.3 INFRASTRUCTURE CIVILE**

### **2.3.1 Gestion des eaux pluviales**

Chaque site de station de pompage sera incliné afin que les eaux pluviales et de fonte des neiges s'écoulent des pompes et des postes d'insertion et de retrait vers un bassin de gestion des eaux pluviales doté d'une membrane imperméable. L'eau collectée dans le bassin sera testée. Si l'eau respecte les limites prescrites par la réglementation, elle sera rejetée dans une zone de drainage naturelle; sinon, elle sera transférée à une installation pour traitement ou élimination. L'eau pluviale qui n'entre pas en contact avec les emplacements des pompes et des stations d'insertion et de retrait des racleurs sera dirigée à l'écart du site au moyen de fossés et rejetée dans une zone de drainage naturelle.

### **2.3.2 Gestion des eaux et des eaux usées**

Dans la mesure du possible, des puits seront utilisés pour répondre aux besoins d'eau potable. Si l'eau souterraine n'est pas potable, de l'eau potable sera transportée par camion et stockée dans une citerne.

Les eaux usées seront stockées sur place dans des fosses septiques et enlevées par camion.

### **2.3.3 Sécurité**

Une clôture de sécurité sera installée autour de chaque station de pompage. La clôture comportera des portillons pour le personnel et une porte d'entrée des véhicules verrouillable afin de restreindre l'accès au site. D'autres mesures seront déterminées pendant la conception détaillée.

### **2.3.4 Fondations**

Les bâtiments, l'équipement et les conduites seront soutenus par des pieux en acier ou en béton ou par des fondations en béton armé. La zone clôturée des stations de pompage sera recouverte de gravier concassé.

### 2.3.5 Considérations géotechniques

Une étude géotechnique propre à chaque emplacement, réalisée conformément à la norme CSA Z662-11 et au *Code national du bâtiment* du Canada, sera réalisée au cours de la deuxième moitié de 2014 et en 2015, pour chaque station de pompage.

Si les études géotechniques indiquent la présence de conditions non couvertes par la norme CSA Z662-11, TransCanada fournira un rapport d'un ingénieur et une description des plans et des mesures requises pour protéger la station de pompage.

Les études géotechniques porteront principalement sur les composants clés suivants :

- Conditions du sous-sol : l'information tirée des forages et des échantillons de sol sera évaluée afin d'établir la nature du sous-sol, de vérifier la présence de matière indésirable, comme du pergélisol ou des roches acides, et de déterminer si le sous-sol convient au type de fondation envisagé.
- Stabilité des pentes : Les pentes importantes seront examinées afin de repérer les zones de glissements de terrain, de coulées de boues et d'effondrement actives ou des événements historiques dans les zones qui pourraient redevenir actives pendant la construction.
- Failles et sismicité : Les tremblements de terre antérieurs seront examinés et les données géologiques seront passées en revue afin d'évaluer l'intensité potentielle des événements sismiques futurs et les répercussions qu'ils pourraient avoir sur les terminaux de réservoirs.
- Affaissement du sol et autres risques géologiques : Le risque d'affaissement du sol, imputable à des causes naturelles et aux activités humaines, sera évalué au moyen de l'examen des dossiers historiques et de la reconnaissance aérienne.

## 2.4 INFRASTRUCTURE ÉLECTRIQUE

### 2.4.1 Alimentation électrique

Soixante-quatre des 72 stations de pompage seront alimentées par les réseaux de transmission et de distribution des sociétés de services publics. Les lignes électriques alimentant les stations de pompage seront construites et détenues par des sociétés de services publics. Les sociétés de services publics qui pourraient fournir l'électricité sont indiquées dans le tableau 2-1.

**Tableau 2-1 : Liste des éventuelles sociétés de services publics**

Sociétés de services publics	Province
ATCO, Fortis et AltaLink	Alberta
Manitoba Hydro	Manitoba
Énergie NB	Nouveau-Brunswick

<b>Sociétés de services publics</b>	<b>Province</b>
Hydro One, Hydro Ottawa et Atlantic Power Corporation	Ontario
Hydro-Québec	Québec
SaskPower	Saskatchewan

D'autres arrangements d'approvisionnement électrique pourraient être envisagés. Des génératrices à turbine à gaz seront installées aux huit stations de pompage suivantes, qui sont situées dans le nord de l'Ontario, où les services publics d'électricité ne sont pas disponibles :

- station de pompage de Martin sur le tronçon de l'ouest de l'Ontario;
- station de pompage d'Upsala sur le tronçon de l'ouest de l'Ontario;
- station de pompage de Dog River sur le tronçon de l'ouest de l'Ontario;
- station de pompage d'Eagle Head sur le tronçon de l'ouest de l'Ontario;
- station de pompage de Geraldton sur le tronçon du nord de l'Ontario;
- station de pompage de Klotz Lake sur le tronçon du nord de l'Ontario;
- station de pompage de Hearst sur le tronçon du nord de l'Ontario;
- station de pompage de Mattice sur le tronçon du nord de l'Ontario.

Des génératrices pourraient également être installées à la station de pompage Cabri, sur le tronçon des Prairies, si les services publics d'électricité ne peuvent pas être utilisés.

#### **2.4.2 Infrastructure électrique des stations de pompage alimentées par un réseau public**

Un poste électrique sera installé afin de réduire le voltage électrique provenant du réseau public au voltage de distribution requis. Le poste sera constitué d'un transformateur d'alimentation, d'un disjoncteur haute tension, de limiteurs de surtension, d'une résistance neutre de mise à la terre et de commutateurs d'isolement. Les postes de l'Alberta seront la propriété des sociétés de services publics, qui auront la responsabilité d'obtenir les permis nécessaires et se chargeront de la construction et de l'exploitation des postes. Les postes seront situés à l'intérieur des aires d'Énergie Est mais seront clôturés séparément et auront leur propre accès. Dans toutes les autres provinces, les postes seront construits et détenus par Énergie Est et exploités par TransCanada.

Une alimentation d'électricité sans interruption (ASI), qui inclut des piles de secours, assurera le maintien du fonctionnement des systèmes de contrôle, de communication et de protection électrique essentiels en cas d'interruption de l'alimentation électrique.

Chaque station de pompage, sauf Hardisty D, sera dotée d'une génératrice auxiliaire au diesel. La génératrice auxiliaire fournira de l'électricité aux vannes d'isolement, au système ASI et aux unités de chauffage, ventilation et de climatisation (CVC) afin de permettre l'arrêt sécuritaire de la station de pompage et son isolement de l'oléoduc en cas de panne du réseau d'électricité. Le châssis de la génératrice auxiliaire

comportera un réservoir de stockage de carburant diesel à double paroi. La station de pompage Hardisty comptera deux lignes d'alimentation indépendantes connectées au réseau public, de sorte qu'aucune source d'alimentation d'appoint ne sera nécessaire.

#### 2.4.3 Infrastructure électrique des stations de pompage dotées de génératrices

Une génératrice à turbine à gaz avec un indice ISO initial de 22 000 kW et une génératrice à turbine à gaz entièrement auxiliaire seront installées à chaque station de pompage. La taille et la configuration des génératrices à turbine à gaz seront finalisées définitivement pendant la conception détaillée, une fois que les besoins en électricité des stations de pompage auront été déterminés. Les turbines à gaz seront alimentées en gaz naturel à partir de la canalisation principale de TransCanada aux termes d'une entente d'approvisionnement en gaz qui sera conclue avant la date de mise en service prévue. Les turbines à gaz utiliseront des dispositifs de combustion à sec à faible production d'oxydes d'azote (NO<sub>x</sub>) afin de contrôler les émissions, conformément à la *Recommandation nationale sur les émissions des turbines à combustion fixes* du Conseil canadien des ministres de l'Environnement.

Les prises d'air des turbines à gaz comporteront un filtre à air autonettoyant et un silencieux. Le système d'échappement comportera un silencieux.

Les turbines à gaz seront installées dans des enceintes équipées d'un système de détection et de suppression des incendies. Le système de suppression des incendies pourra être activé sur place ou à distance en cas de détection d'un incendie. Par suite de la détection d'un incendie, l'arrêt d'urgence de la station de pompage sera déclenché et du gaz inerte ou de la vapeur d'eau sera libéré dans l'enceinte afin d'éteindre l'incendie.

Des instruments de contrôle seront installés sur les turbines à gaz et les génératrices afin de surveiller leur fonctionnement, y compris des instruments de contrôle de la température et des vibrations. Tout écart par rapport à la plage de fonctionnement normale déclenchera une alarme dans le système de contrôle, qui arrêtera au besoin la génératrice à turbine à gaz. Une génératrice auxiliaire d'une capacité de 800 kW fournira l'électricité nécessaire pour démarrer les génératrices à turbine à gaz. Cette génératrice fournira également de l'alimentation de secours afin d'assurer les services de la station si les génératrices à turbine à gaz sont arrêtées. La génératrice sera alimentée au diesel ou au gaz naturel. Dans le cas des génératrices auxiliaires au diesel, un réservoir de stockage du carburant diesel à double paroi serait intégré au traîneau de la génératrice. Le gaz utilisé pour alimenter les génératrices au gaz proviendra de la même source que le gaz utilisé pour alimenter les turbines à gaz.

Un ASI, qui inclut des piles de secours, assurera le maintien du fonctionnement des systèmes de contrôle, de communication et de protection électrique essentiels en cas d'interruption de l'alimentation électrique.

Chaque station de pompage sera dotée d'une génératrice auxiliaire au diesel. La génératrice auxiliaire fournira de l'électricité aux vannes d'isolement, à l'ASI et aux unités de CVC afin de permettre l'arrêt sécuritaire de la station de pompage et son isolement de l'oléoduc en cas de panne du réseau d'électricité. Le traîneau de la génératrice auxiliaire comportera un réservoir de stockage de carburant diesel à double paroi.

#### **2.4.4 Éclairage**

Au besoin, des luminaires extérieurs seront installés sur des poteaux et des abris afin de fournir de la lumière pour les activités d'entretien effectuées en dehors des périodes de clarté.

### **2.5 SYSTÈMES AUXILIAIRES**

#### **2.5.1 Conditionnement du gaz - emplacements dotés de génératrices à turbine à gaz**

Chaque génératrice à turbine à gaz sera équipée d'un système de conditionnement du gaz afin de contrôler la température du gaz combustible, le filtrer et le mesurer. Le système de gaz combustible sera fermé au moyen de vannes d'isolement en cas d'arrêt d'urgence d'une station de pompage.

#### **2.5.2 Système d'air comprimé - emplacements dotés de génératrices à turbine à gaz**

Un système d'air comprimé fournira de l'air sec filtré aux vérins pneumatiques des vannes et aux filtres d'aspiration autonettoyants des génératrices à turbine à gaz. Ce système sera composé de deux compresseurs d'air, de séchoirs, de filtres et d'un réservoir.

#### **2.5.3 Appareils pressurisés et chaudières de chauffage**

Des réservoirs d'air et des réchauffeurs de gaz combustible seront installés aux emplacements dotés de génératrices à turbine à gaz. Des réservoirs d'air anti-bélier pourraient être installés à certains emplacements afin de répondre aux besoins des coups de bélier. Leurs emplacements et leur nombre seront déterminés pendant la conception détaillée. Les récipients seront conçus et construits conformément à la division 1 de la section VIII du *Boiler and Pressure Vessel Code* de l'ASME. La conception et les spécifications des récipients pressurisés seront enregistrées auprès de l'autorité compétente de la province où ils sont situés. Les récipients pressurisés seront inspectés de la manière prévue dans la norme API STD 510 afin de s'assurer qu'ils sont maintenus en bon état de fonctionnement.

#### **2.5.4 Protection cathodique**

Des systèmes de protection cathodique à courant imposé seront installés pour protéger les conduites souterraines des stations de pompage. Ces systèmes incluront

des déversoirs de courant et des redresseurs, conformément à ce qui sera déterminé pendant la conception détaillée. D'autres infrastructures n'ayant pas trait à la protection cathodique, comme les infrastructures civiles et électriques, seront prises en compte pendant la conception détaillée afin de s'assurer que la tension et la distribution du courant de protection cathodique sont adéquates. Des systèmes de contrôle seront installés afin de surveiller l'efficacité du courant de protection cathodique appliqué.

### 2.5.5 Systèmes de conduites auxiliaires

Dans le cadre de la présente demande, Énergie Est cherche à obtenir une dispense de l'application de l'article 17 du *Règlement sur les pipelines terrestres* pour les motifs énoncés ci-après.

Pour le pétrole et le mazout, les conduites de gaz conformes à la CSA Z662-11, Énergie Est appliquera un programme d'essais entièrement non destructifs (END). Pour les autres systèmes de conduites, Énergie Est choisira les matériaux et concevra les joints d'étanchéité conformément à la norme ASME B31.3-2010 citée en référence dans les clauses 4.14.2.11, 5.1.1, 7.2.4, ainsi qu'à la clause 8.1.7 de la norme CSA Z662-11. Énergie Est s'assurera que les joints sont examinés conformément à la clause 7.10.3 de la norme CSA Z662-11.

Pour les systèmes de conduites auxiliaires moins à risque, Énergie Est propose de soumettre à des END 15 % des soudures de production effectuées quotidiennement pendant la construction. Cette approche est conforme à la clause 7.2.5 de la norme CSA Z662-11, et ne compromettrait pas la sécurité du public ou des employés de la société. Elle n'entravera pas la politique de TransCanada, qui est de s'assurer que les conduites font l'objet d'essais de pression avant d'être mises en service.

Les systèmes auxiliaires proposés pour les END à 15 % sont indiqués dans le tableau 2-2. Ces systèmes sont soumis à une faible contrainte et sont généralement dotés d'instruments qui interrompent leur fonctionnement et limitent les fuites en cas de déversement.

**Tableau 2-2 : Spécifications des systèmes de conduites, pression nominale et couverture des examens non destructifs**

Système de conduites	Spécification de TransCanada	Code de conception	Pression nominale (kPa)	Pourcentage de vérification au moyen d'END (%)
Air d'instrumentation	TES-MATL-MD1-OIL, tableau 4-4	ASME B31.3	1 035	15
Eau potable	TES-MATL- MD1-OIL, tableau 4-5	ASME B31.3	550	15
Drainage des liquides autres que pétroliers	TES-MATL- MD1-OIL, tableau 4-5	ASME B31.3	550	15
Huile de graissage	TES-MATL- MD1-OIL, tableau 4-5	ASME B31.3	1 035	15

## **2.6 SYSTÈMES DE CONTRÔLE**

### **2.6.1 Automates programmables**

Les stations de pompage seront surveillées et contrôlées à distance par le CCO, au moyen du système SCADA. La régulation de la pression sera effectuée à chaque station de pompage par un PLC.

Les PLC surveilleront et contrôleront de manière indépendante les séquences de démarrage et d'arrêt et le fonctionnement des pompes. Ils comporteront des fonctions assurant l'exploitation et l'arrêt sécuritaires des stations de pompage. Les PLC réagiront aux commandes de démarrage et d'arrêt des stations de pompage et aux consignes de pression émises par le CCO.

Deux PLC fonctionneront de concert pour surveiller et contrôler la station de pompage :

- le PLC de la station, qui surveillera et contrôlera l'exploitation de la station;
- le PLC des pompes, qui surveillera et contrôlera le fonctionnement des pompes de la canalisation principale.

Un arrêt d'urgence sera déclenché en cas de défaillance d'un automate programmable.

### **2.6.2 Interface homme-machine**

Une interface homme-machine (IHM) locale servira d'interface entre le personnel sur le terrain et les PLC. Elle fournira un résumé des alarmes pour tous les dispositifs de la station et permettra le contrôle local de l'équipement pendant les activités d'entretien et de dépannage. L'IHM locale comportera un affichage graphique des fonctions d'exploitation qui inclura ce qui suit :

- information sur le fonctionnement des processus et de l'équipement;
- alarmes et arrêts;
- commandes et points de consignes du CCO et commandes et points de consignes locaux.

### **2.6.3 Système d'arrêt d'urgence**

Le système d'arrêt d'urgence de la station de pompage arrêtera et isolera automatiquement la station de pompage s'il survient une condition dangereuse, comme :

- incendie confirmé dans l'abri pour l'équipement électrique;
- niveau élevé du réservoir collecteur;
- interruption de l'alimentation du système de contrôle.

L'arrêt d'urgence de la station de pompage pourra être déclenché par le CCO au moyen du système SCADA ou par le personnel sur place au moyen de l'IHM. Des

boutons poussoirs manuels seront par ailleurs situés à proximité de l'entrée de la station de pompage et dans l'abri pour l'équipement électrique.

Les actions suivantes de produiront si l'arrêt d'urgence d'une station de pompage est déclenché :

- arrêt des pompes;
- contournement de la station de pompage au moyen de l'ouverture de la vanne de dérivation;
- isolation de la station au moyen de la fermeture des vannes d'aspiration et de purge de la station.

Un système d'arrêt d'urgence à relais câblé indépendant prendra la relève en cas de défaillance de la logique d'arrêt d'urgence du PLC. Ce système sera conçu de manière à reproduire la réponse du PLC en cas de défaillance du PLC.

Chaque pompe de la canalisation principale comportera un mécanisme d'arrêt d'urgence. Ce mécanisme pourra être déclenché par le CCO au moyen du système SCADA ou par le personnel sur place au moyen de l'IHM. Des boutons poussoirs manuels seront par ailleurs situés à proximité des pompes.

Les actions suivantes se produiront si le mécanisme d'arrêt d'urgence d'une pompe est déclenché :

- déclenchement de la pompe en fonctionnement, associé au système d'arrêt d'urgence de l'unité;
- isolation de la pompe au moyen de la fermeture des vannes d'aspiration et de purge de la pompe.

Un circuit à relais câblé prendra la relève en cas de défaillance de la logique d'arrêt d'urgence du PLC de la pompe.

Les systèmes d'arrêt d'urgence des stations et des pompes seront conçus pour être redondants. La défaillance d'un composant du dispositif de déclenchement d'arrêt d'urgence entraînera un arrêt d'urgence.

#### **2.6.4 Communication**

Un réseau de télécommunications étendu assurera la communication entre le système SCADA et les stations de pompage. Le CCO et le centre de contrôle de secours pourront utiliser le réseau étendu principal ou un réseau étendu auxiliaire pour communiquer avec les stations de pompage. Les services et l'infrastructure de télécommunications seront déterminés pendant la conception technique détaillée et pourraient inclure ce qui suit :

- câbles souterrains (fibre et/ou cuivre), souvent fournis par les compagnies téléphoniques;
- satellite;
- réseau cellulaire;
- communication radio, ce qui pourrait inclure l'utilisation de mâts ou de tours au besoin.

Les tours de radiodiffusion seront utilisées seulement lorsqu'aucune autre combinaison de services n'est disponible. La tour sera installée à l'intérieur de la station de pompage et sa hauteur dépendra de la topographie et de la distance entre la station de pompage et l'emplacement du site adjacent.

## 2.7 BRUIT

Les stations de pompage seront conçues pour respecter les normes relatives au bruit indiquées dans le tableau 2-3.

**Tableau 2-3 : Normes relatives au bruit**

Province	Norme
Alberta, Saskatchewan et Nouveau-Brunswick	Directive 038 de l'Alberta Energy Regulator
Manitoba	Guidelines for Sound Pollution, Environmental Management Division, Manitoba Department of Environment
Ontario	Normes NPC-232 et NPC-205 du ministère de l'Environnement de l'Ontario
Québec	<ul style="list-style-type: none"><li>• Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MDDELCC)</li><li>• Pour l'exploitation : Note d'instructions 98-01, Traitement des plaintes sur le bruit et exigences aux entreprises qui le génèrent</li><li>• Pour la construction : Limites et lignes directrices préconisées par le MDDELCC relativement aux niveaux sonores provenant d'un chantier de construction.</li></ul>

Les pompes, les moteurs, les turbines à gaz (dans le cas des stations équipées de génératrices), les conduites et les transformateurs d'alimentation seront des sources de bruit continu. Les sources de bruit intermittent seront les génératrices d'urgence et les génératrices auxiliaires (dans le cas des stations équipées de génératrices). Le bruit des stations de pompage variera en fonction des installations avoisinantes et des conditions environnementales, comme le vent et la topographie.

D'autres évaluations du bruit seront réalisées et des mesures d'atténuation seront mises en œuvre au besoin afin de respecter les normes applicables. Les mesures d'atténuation pourraient inclure ce qui suit :

- isolation acoustique des conduites et de l'équipement;
- enceintes réduisant les sons;

- terre-pleins ou murs antibruit

## 2.8 AIRES PROTÉGÉES DÉSIGNÉES

Dans toutes les régions traversées par le Projet, aucune station de pompage n'est située dans un parc national ou une aire patrimoniale. Sur les 72 stations de pompage, 11 se trouvent dans les aires protégées désignées indiquées dans le tableau 2-4.

Les principaux organismes de réglementation chargés de l'administration des aires protégées affectées ont été contactés et consultés au sujet des effets et enjeux potentiels du Projet, et le processus d'approbation a été entrepris et devrait se poursuivre (voir le Volume 11, Annexes Vol 11-2 à Vol 11-26). Pour de plus amples informations au sujet des aires désignées et des mesures d'atténuation qui ont été élaborées jusqu'à présent pour le projet, consulter l'Évaluation environnementale et socioéconomique, Volume 2 : Évaluation biophysique, Section 8 : Végétation et milieux humides, et la Section 9 : Faune et habitat de la faune, ainsi que l'EES Volume 3 : Section 2, Occupation humaine et exploitation des ressources.

De l'information additionnelle au sujet des aires protégées pouvant être affectées par le Projet et des mesures d'atténuation qui ont été élaborées jusqu'à présent sera fournie dans les plans de protection de l'environnement et dans les cartes-tracés environnementales qui seront présentées à l'Office lors de dépôts supplémentaires pendant le quatrième trimestre de 2014.

L'étendue de chaque station de pompage est décrite à la section 3, Stations de pompage – Renseignements spécifiques relatifs au site. Les dimensions d'une station de pompage sont d'environ 300 m par 300 m (8 ha), et comprennent l'infrastructure pouvant être requise pour construire et exploiter le site (c.-à-d. les routes d'accès).

### 2.8.1 Tronçon de l'Alberta

Le long du tronçon de l'Alberta, aucune station de pompage ne devrait se trouver à l'intérieur d'un parc provincial ou national. Trois stations de pompage – Monitor, Oyen et Cavendish – se trouvent à l'intérieur de deux aires spéciales désignées par la province. En Alberta, ces aires spéciales sont habituellement des terres agricoles administrées de façon similaire à une municipalité rurale en vertu des dispositions de la *Special Areas Act*, mais avec une supervision provinciale additionnelle. Les aires spéciales sont régies par le Special Areas Board.

### 2.8.2 Tronçon des Prairies

Le long du tronçon des Prairies, la station de pompage de Falcon Lake se trouve en partie sur une propriété de TransCanada et en partie sur une terre provinciale administrée par la *Manitoba Conservation and Water Stewardship* (MCWS), et elle se trouve à l'intérieur des limites du parc provincial de Whiteshell au Manitoba. La

MCWS est un organisme provincial et des approbations devront être obtenues en vertu de la loi qui la régit. La station de pompage de Falcon Lake se trouve juste au nord de l'autoroute Transcanadienne et à l'ouest d'une station de compression existante. Aucune autre station de pompage ne se trouve à l'intérieur d'une aire protégée désignée, qu'elle soit provinciale ou fédérale.

**2.8.3 Tronçons de l'ouest de l'Ontario, du nord de l'Ontario, du raccourci de North Bay et de l'est de l'Ontario**

Le long des tronçons de l'Ontario, aucune station de pompage ne devrait se trouver à l'intérieur des parcs provinciaux. Toutefois, six stations de pompage se trouvent à l'intérieur des aires d'habitat du caribou. Les stations de pompage de Jellicoe, de Klotz Lake, de Hearst, de Smooth Rock Falls et de Potter se trouvent à l'intérieur de l'aire continue d'habitat du caribou des forêts en Ontario. Les deux autres stations, soit celles de Nipigon et de Geraldton, se trouvent à l'intérieur de l'aire d'habitat discontinue du caribou des forêts en Ontario.

**2.8.4 Tronçon du Québec**

Le long du tronçon du Québec, aucune station de pompage ne devrait se trouver à l'intérieur d'un parc provincial ou d'une autre aire protégée désignée.

**2.8.5 Tronçon du Nouveau-Brunswick**

Le long du tronçon du Nouveau-Brunswick, aucune station de pompage ne devrait se trouver à l'intérieur d'un parc provincial ou d'une autre aire protégée désignée.

Tableau 2-4 : Nouvelles stations de pompage dans des aires protégées désignées

Tronçon	Section	Nom de la station de pompage	Latitude du site	Longitude du site	Empreinte (ha)	Aire protégée désignée	Responsabilité	Règlementation	Autorité compétente	Titre de l'approbation ou de l'autorisation requise
Prairies	Monitor	Monitor	51° 51' 26" N	110° 34' 56" O	9	Aire spéciale	Provinciale	<i>Special Areas Act</i> , RSA 2000, C. S-16	Special Areas Board	<i>Special Areas Disposition Regulation</i> , Sec 91.1 Miscellaneous Disposition
Prairies	Oyen	Oyen	51° 19' 31" N	110° 31' 24" O	9	Aire spéciale	Provinciale	<i>Special Areas Act</i> , RSA 2000, C. S-16	Special Areas Board	<i>Special Areas Disposition Regulation</i> , Sec 91.1 Miscellaneous Disposition
Prairies	Cavendish	Cavendish	50° 49' 03" N	110° 26' 45" O	9	Aire spéciale	Provinciale	<i>Special Areas Act</i> , RSA 2000, C. S-16	Special Areas Board	<i>Special Areas Disposition Regulation</i> , Sec 91.1 Miscellaneous Disposition
Ouest de l'Ontario	Falcon Lake	Falcon Lake	49° 40' 47" N	95° 22' 38" O	9	Parc provincial de Whiteshell	Provinciale	<i>Crown Lands Act</i> , RSM 1987, c. C340	Manitoba Conservation & Water Stewardship	Discussions en cours pour déterminer les exigences courantes pour les terres additionnelles, le cas échéant. L'information à jour sera fournie
Ouest de l'Ontario	Nipigon	Nipigon	49° 17' 42" N	88° 06' 08" O	9	Aire d'habitat du caribou	Provinciale – Aire d'habitat discontinue	<i>Loi sur les espèces en péril, Stratégie de rétablissement du caribou des forêts (population boréale sylvicole) en Ontario, en vertu de la Loi de sur les espèces en voie de disparition, L.O. 2007, C 6 et de l'Accord pour la protection des espèces en péril</i>	Ministère des Ressources naturelles, Ontario	Permis en vertu de la <i>Loi de sur les espèces en voie de disparition</i> , L.O. 2007, ch. 6
Ouest de l'Ontario	Jellicoe	Jellicoe	49° 40' 14" N	87° 39' 48" O	9	Aire d'habitat du caribou	Provinciale – Aire d'habitat continue  Fédérale – Aire de Nipigon	<ul style="list-style-type: none"> <li><i>Loi sur les espèces en péril, Stratégie de rétablissement du caribou des forêts (population boréale sylvicole) en Ontario, en vertu de la Loi de sur les espèces en voie de disparition, L.O. 2007, C 6 et de l'Accord pour la protection des espèces en péril</i></li> <li><i>Loi sur les espèces en péril, Stratégie de rétablissement du caribou des forêts (population boréale sylvicole) au Canada, en vertu de la Loi sur les espèces en péril, S.C. 2002, c. 29 et de l'Accord pour la protection des espèces en péril</i></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ministère des Ressources naturelles, Ontario</li> <li>Environnement Canada</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Permis en vertu de la <i>Loi de sur les espèces en voie de disparition</i>, L.O. 2007, ch. 6</li> <li>Environnement Canada ne délivre pas d'approbation pour ce type de projet qui ne traverse pas des terres fédérales. Toutefois, dans son examen de la demande, l'ONE, à titre d'autorité responsable, peut déterminer que d'autres conditions s'imposent.</li> </ul>
Nord de l'Ontario	Geraldton	Geraldton	49° 48' 13" N	86° 45' 18" O	9	Aire d'habitat du caribou	Provinciale – Aire d'habitat discontinue	<i>Loi sur les espèces en péril, Stratégie de rétablissement du caribou des forêts (population boréale sylvicole) en Ontario, en vertu de la Loi de sur les espèces en voie de disparition, L.O. 2007, C 6 et de l'Accord pour la protection des espèces en péril</i>	Ministère des Ressources naturelles, Ontario	Permis en vertu de la <i>Loi de sur les espèces en voie de disparition</i> , L.O. 2007, ch. 6

Tableau 2-4 : Nouvelles stations de pompage dans des aires protégées désignées (suite)

Tronçon	Section	Nom de la station de pompage	Latitude du site	Longitude du site	Empreinte (ha)	Aire protégée désignée	Responsabilité	Règlementation	Autorité compétente	Titre de l'approbation ou de l'autorisation requise
Nord de l'Ontario	Klotz Lake	Klotz Lake	49° 47' 37" N	85° 51' 11" O	9	Aire d'habitat du caribou	Provinciale – Aire d'habitat continue  Fédérale – Aire de Pagwachuan	<ul style="list-style-type: none"> <li>Loi sur les espèces en péril, Stratégie de rétablissement du caribou des forêts (population boréale sylvicole) en Ontario, en vertu de la Loi de sur les espèces en voie de disparition, L.O. 2007, C 6 et de l'Accord pour la protection des espèces en péril</li> <li>Loi sur les espèces en péril, Stratégie de rétablissement du caribou des forêts (population boréale sylvicole) au Canada, en vertu de la Loi sur les espèces en péril, S.C. 2002, c. 29 et de l'Accord pour la protection des espèces en péril</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ministère des Ressources naturelles, Ontario</li> <li>Environnement Canada</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Permis en vertu de la Loi de sur les espèces en voie de disparition, L.O. 2007, ch. 6</li> <li>Environnement Canada ne délivre pas d'approbation pour ce type de projet qui ne traverse pas des terres fédérales. Toutefois, dans son examen de la demande, l'ONE, à titre d'autorité responsable, peut déterminer que d'autres conditions s'imposent.</li> </ul>
Nord de l'Ontario	Hearst	Hearst	49° 45' 47" N	84° 55' 18" O	9	Aire d'habitat du caribou	Provinciale – Aire d'habitat continue  Fédérale – Aire de Pagwachuan	<ul style="list-style-type: none"> <li>Loi sur les espèces en péril, Stratégie de rétablissement du caribou des forêts (population boréale sylvicole) en Ontario, en vertu de la Loi de sur les espèces en voie de disparition, L.O. 2007, C 6 et de l'Accord pour la protection des espèces en péril</li> <li>Loi sur les espèces en péril, Stratégie de rétablissement du caribou des forêts (population boréale sylvicole) au Canada, en vertu de la Loi sur les espèces en péril, S.C. 2002, c. 29 et de l'Accord pour la protection des espèces en péril</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ministère des Ressources naturelles, Ontario</li> <li>Environnement Canada</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Permis en vertu de la Loi de sur les espèces en voie de disparition, L.O. 2007, ch. 6</li> <li>Environnement Canada ne délivre pas d'approbation pour ce type de projet qui ne traverse pas des terres fédérales. Toutefois, dans son examen de la demande, l'ONE, à titre d'autorité responsable, peut déterminer que d'autres conditions s'imposent.</li> </ul>
Nord de l'Ontario	Smooth Rock Falls	Smooth Rock Falls	49° 15' 20" N	81° 38' 09" O	9	Aire d'habitat du caribou	Provinciale – Aire d'habitat continue  Fédérale – Aire de Kesagami	<ul style="list-style-type: none"> <li>Loi sur les espèces en péril, Stratégie de rétablissement du caribou des forêts (population boréale sylvicole) en Ontario, en vertu de la Loi de sur les espèces en voie de disparition, L.O. 2007, C 6 et de l'Accord pour la protection des espèces en péril</li> <li>Loi sur les espèces en péril, Stratégie de rétablissement du caribou des forêts (population boréale sylvicole) au Canada, en vertu de la Loi sur les espèces en péril, S.C. 2002, c. 29 et de l'Accord pour la protection des espèces en péril</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ministère des Ressources naturelles, Ontario</li> <li>Environnement Canada</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Permis en vertu de la Loi de sur les espèces en voie de disparition, L.O. 2007, ch. 6</li> <li>Environnement Canada ne délivre pas d'approbation pour ce type de projet qui ne traverse pas des terres fédérales. Toutefois, dans son examen de la demande, l'ONE, à titre d'autorité responsable, peut déterminer que d'autres conditions s'imposent.</li> </ul>

Tableau 2-4 : Nouvelles stations de pompage dans des aires protégées désignées (suite)

Tronçon	Section	Nom de la station de pompage	Latitude du site	Longitude du site	Empreinte (ha)	Aire protégée désignée	Responsabilité	Règlementation	Autorité compétente	Titre de l'approbation ou de l'autorisation requise
Nord de l'Ontario	Potter	Potter	48° 52' 26" N	80° 53' 56" O	9	Aire d'habitat du caribou	Provinciale – Aire d'habitat continue  Fédérale – Aire de Kesagami	<ul style="list-style-type: none"> <li>Loi sur les espèces en péril, Stratégie de rétablissement du caribou des forêts (population boréale sylvicole) en Ontario, en vertu de la <i>Loi de sur les espèces en voie de disparition</i>, L.O. 2007, C 6 et de l'Accord pour la protection des espèces en péril</li> <li>Loi sur les espèces en péril, Stratégie de rétablissement du caribou des forêts (population boréale sylvicole) au Canada, en vertu de la Loi sur les espèces en péril, S.C. 2002, c. 29 et de l'Accord pour la protection des espèces en péril</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ministère des Ressources naturelles, Ontario</li> <li>Environnement Canada</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Permis en vertu de la <i>Loi de sur les espèces en voie de disparition</i>, L.O. 2007, ch. 6</li> <li>Environnement Canada ne délivre pas d'approbation pour ce type de projet qui ne traverse pas des terres fédérales. Toutefois, dans son examen de la demande, l'ONE, à titre d'autorité responsable, peut déterminer que d'autres conditions s'imposent.</li> </ul>

### 3.0 STATIONS DE POMPAGE – RENSEIGNEMENTS SPÉCIFIQUES RELATIFS AU SITE

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

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

### 3.1 STATIONS DE POMPAGE DE LA CANALISATION PRINCIPALE

#### 3.1.1 Emplacement

Les emplacements des stations de pompage de la canalisation principale ont été choisis initialement par modélisation hydraulique, comme il est indiqué au Volume 3, Section 4, Conception hydraulique. Dans la mesure du possible, les stations de pompage seront situées à proximité de stations de pompage ou de compression existantes de TransCanada. Les emplacements proposés sont situés le plus près possible des points hydrauliques afin d'atteindre la capacité de l'oléoduc.

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

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

Une liste préliminaire des emplacements des stations de pompage est présentée dans le Tableau 3-1.

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

Numéro de la station de pompage	Nom de la station de pompage	Latitude centrale <sup>1,2</sup>	Longitude centrale <sup>1,2</sup>	Province	Nombre de pompes <sup>3</sup>	Annexe
<b>Tronçon de l'Alberta</b>						
1	Hardisty D	52°39'49"N	111°16'07"O	AB	6	Vol. 6-1
2	Lakesend	52°20'53"N	110°46'14"O	AB	6	Vol. 6-2
3	Monitor	51°51'26"N	110°34'56"O	AB	6	Vol. 6-3
4	Oyen	51°19'31"N	110°31'24"O	AB	5	Vol. 6-4
5	Cavendish	50°49'03"N	110°26'45"O	AB	6	Vol. 6-5

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

Numéro de la station de pompage	Nom de la station de pompage	Latitude centrale <sup>1,2</sup>	Longitude centrale <sup>1,2</sup>	Province	Nombre de pompes <sup>3</sup>	Annexe
<b>Tronçon des Prairies</b>						
6	Liebenthal	50°40'11"N	109°46'11"O	SK	5	Vol. 6-6
7	Cabri	50°37'31"N	108°56'20"O	SK	5	Vol. 6-7
8	Stewart Valley	50°33'14"N	108°11'03"O	SK	5	Vol. 6-8
9	Herbert	50°32'41"N	107°29'30"O	SK	5	Vol. 6-9
10	Chaplin	50°30'05"N	106°41'49"O	SK	4	Vol. 6-10
11	Caron	50°28'55"N	105°51'26"O	SK	5	Vol. 6-11
12	Belle Plaine	50°26'21"N	105°07'29"O	SK	5	Vol. 6-12
13	Regina	50°23'35"N	104°23'55"O	SK	5	Vol. 6-13
14	Kendal	50°20'07"N	103°43'35"O	SK	5	Vol. 6-14
15	Grenfell	50°17'10"N	102°59'38"O	SK	5	Vol. 6-15
16	Whitewood	50°14'57"N	102°12'02"O	SK	4	Vol. 6-16
17	Moosomin	50°12'17"N	101°28'48"O	SK	5	Vol. 6-17
18	Crandall	50°08'07"N	100°43'03"O	MB	4	Vol. 6-18
19	Rapid City	50°04'59"N	100°04'13"O	MB	4	Vol. 6-19
20	Wellwood	50°01'05"N	99°21'27"O	MB	5	Vol. 6-20
21	Portage la Prairie	49°54'50"N	98°31'24"O	MB	5	Vol. 6-21
22	Oakville	49°48'37"N	97°44'05"O	MB	5	Vol. 6-22
23	Île-des-Chênes	49°43'12"N	96°59'18"O	MB	5	Vol. 6-23
24	Spruce	49°39'34"N	96°13'55"O	MB	5	Vol. 6-24
25	Falcon Lake	49°40'47"N	95°22'38"O	MB	5	Vol. 6-25
<b>Tronçon de l'ouest de l'Ontario</b>						
26	Kenora	49°47'26"N	94°29'47"O	ON	5	Vol. 6-26
27	Vermilion Bay	49°49'53"N	93°40'25"O	ON	5	Vol. 6-27
28	Dryden	49°47'17"N	92°45'46"O	ON	5	Vol. 6-28
29	Ignace	49°31'02"N	92°03'48"O	ON	5	Vol. 6-29
30	Martin	49°17'37"N	91°18'48"O	ON	5	Vol. 6-30
31	Upsala	49°02'01"N	90°30'55"O	ON	5	Vol. 6-31
32	Dog River	48°56'17"N	89°46'43"O	ON	5	Vol. 6-32
33	Eagle Head	49°04'52"N	88°51'20"O	ON	5	Vol. 6-33
34	Nipigon	49°17'42"N	88°06'08"O	ON	5	Vol. 6-34
35	Jellicoe	49°40'14"N	87°39'48"O	ON	5	Vol. 6-35

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

Numéro de la station de pompage	Nom de la station de pompage	Latitude centrale <sup>1,2</sup>	Longitude centrale <sup>1,2</sup>	Province	Nombre de pompes <sup>3</sup>	Annexe
<b>Tronçon du nord de l'Ontario</b>						
36	Geraldton	49°48'13"N	86°45'18"O	ON	5	Vol. 6-36
37	Klotz Lake	49°47'37"N	85°51'11"O	ON	5	Vol. 6-37
38	Hearst	49°45'47"N	84°55'18"O	ON	5	Vol. 6-38
39	Calstock	49°44'51"N	84°04'24"O	ON	5	Vol. 6-39
40	Mattice	49°35'12"N	83°09'33"O	ON	5	Vol. 6-40
41	Kapuskasing	49°23'20"N	82°26'09"O	ON	5	Vol. 6-41
42	Smooth Rock Falls	49°15'20"N	81°38'09"O	ON	5	Vol. 6-42
43	Potter	48°52'26"N	80°53'56"O	ON	5	Vol. 6-43
44	Ramore	48°25'05"N	80°20'22"O	ON	5	Vol. 6-44
45	Kirkland Lake	47°57'56"N	80°01'13"O	ON	5	Vol. 6-45
46	Haileybury	47°27'00"N	79°45'49"O	ON	5	Vol. 6-46
47	Marten River	46°56'54"N	79°47'29"O	ON	5	Vol. 6-47
<b>Tronçon du raccourci de North Bay</b>						
48	North Bay	46°26'50"N	79°28'50"O	ON	5	Vol. 6-48
49	Mattawa	46°16'34"N	78°44'34"O	ON	5	Vol. 6-49
50	Deux-Rivières	46°11'50"N	77°55'05"O	ON	5	Vol. 6-50
51	Pembroke	45°49'46"N	77°12'22"O	ON	5	Vol. 6-51
52	Renfrew	45°27'44"N	76°35'23"O	ON	5	Vol. 6-52
53	Stittsville	45°11'43"N	75°53'30"O	ON	5	Vol. 6-53
<b>Tronçon de l'est de l'Ontario</b>						
54	Iroquois	44°53'23"N	75°17'35"O	ON	5	Vol. 6-54
55	Alexandria	45°12'30"N	74°36'30"O	ON	5	Vol. 6-55
<b>Tronçon du Québec</b>						
56	Lachute	45°38'22"N	74°16'40"O	QC	5	Vol. 6-56
57	Mascouche	45°46'36"N	73°32'05"O	QC	5	Vol. 6-57
58	Maskinongé	46°14'10"N	73°00'45"O	QC	5	Vol. 6-58
59	Saint-Maurice	46°26'02"N	72°29'15"O	QC	6	Vol. 6-59
60	Donnacoona	46°41'38"N	71°41'00"O	QC	5	Vol. 6-60
61	Lévis	46°41'54"N	71°09'43"O	QC	5	Vol. 6-61
62	Cap-Saint-Ignace	47°01'57"N	70°23'44"O	QC	6	Vol. 6-62
63	Saint-Gabriel-Lalemant	47°20'53"N	69°48'48"O	QC	5	Vol. 6-63
64	Cacouna	47°55'14"N	69°28'33"O	QC	6	Vol. 6-64

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

Numéro de la station de pompage	Nom de la station de pompage	Latitude centrale <sup>1,2</sup>	Longitude centrale <sup>1,2</sup>	Province	Nombre de pompes <sup>3</sup>	Annexe
<b>Tronçon du Québec (suite)</b>						
65	Saint-Honoré-de-Témiscouata	47°38'27"N	69°14'25"O	QC	4	Vol. 6-65
66	Dégelis	47°31'59"N	68°28'18"O	QC	6	Vol. 6-66
<b>Tronçon du Nouveau-Brunswick</b>						
67	Grand Falls	47°17'18"N	67°48'37"O	NB	6	Vol. 6-67
68	Plaster Rock	46°46'18"N	67°23'06"O	NB	6	Vol. 6-68
69	Napadogan	46°26'45"N	66°53'24"O	NB	6	Vol. 6-69
70	Cumberland Bay	46°07'07"N	65°52'59"O	NB	5	Vol. 6-70
71	Hampton	45°36'38"N	65°47'04"O	NB	5	Vol. 6-71
Remarques :						
1. Les coordonnées dans cette colonne sont arrondies.						
2. Les emplacements des stations de pompage indiqués dans le tableau sont préliminaires. Les emplacements définitifs dépendront des études techniques et environnementales, des études géotechniques, des commentaires formulés par les populations autochtones, les propriétaires fonciers et les parties prenantes, de l'acquisition de terrains et de la consultation avec les autorités de réglementation.						
3. Pour chaque station, le nombre de pompes inclut une pompe auxiliaire visant à accroître la fiabilité. Le nombre total de pompes à chaque station, incluant la pompe auxiliaire, est préliminaire et pourrait être modifié à la suite de la modélisation hydraulique et des analyses de fiabilité et de maintenabilité détaillées qui seront effectuées au cours de la phase de conception détaillée.						

### 3.1.2 Description du processus

Le pétrole provenant de l'oléoduc passera par la vanne d'aspiration et circulera dans des pompes montées en série. Le pétrole pompé circulera dans l'oléoduc en passant par un débitmètre par la vanne de purge. La vitesse des pompes est réglée afin de faire augmenter la pression du pétrole au niveau requis. En cas d'arrêt d'urgence ou si des travaux d'entretien sont nécessaires à une station, la vanne d'aspiration et la vanne de purge seront arrêtées et le pétrole contournera la station. Des postes d'insertion et de retrait de racleurs seront installés à certaines stations afin de pouvoir insérer et retirer des outils d'inspection interne et d'autres outils utilisés dans le cadre de l'exploitation de l'oléoduc. Se référer au Volume 4A section 2.5 : Installations d'inspection en ligne.

#### **3.1.2.1 Station de pompage de Hardisty D**

La station de pompage de Hardisty D est une station d'amorçage. À cette station, le pétrole provenant du terminal de réservoirs passera par la vanne d'aspiration, entrera dans la station de pompage et circulera dans des pompes montées en série. Le pétrole pompé circulera dans l'oléoduc en passant par un débitmètre visant à détecter les fuites et par la vanne de purge. Cette station sera dotée d'un poste d'insertion qui permettra d'introduire des outils dans l'oléoduc afin d'effectuer l'inspection interne et d'autres procédures d'exploitation de l'oléoduc.

#### **3.1.2.2 Station de pompage de Moosomin**

La station de pompage de Moosomin est adjacente au terminal de stockage de Moosomin. Cette station de pompage de la canalisation principale pourra pomper du pétrole à partir du terminal de réservoirs, comme la station de pompage de Hardisty D.

#### **3.1.2.3 Station de pompage d'Île-des-Chênes**

La station de pompage d'Île-des-Chênes est située à la jonction du tronçon des Prairies et du tronçon de l'ouest de l'Ontario. La canalisation principale en amont de la station a une PEM de 6 065 kPa, et celui en aval, de 6 895 kPa. La PEM plus basse dans l'oléoduc est surveillée à l'orifice d'aspiration de la station de pompage. Si la pression d'exploitation dépasse la plage des pressions d'aspiration prescrite pour la station de pompage, le système SCADA arrêtera la station de pompage afin d'éviter la surpression.

La nécessité d'ajouter ou non des mesures de protection contre la surpression sera examinée pendant la conception technique détaillée.

#### **3.1.2.4 Station de pompage d'Iroquois**

La station de pompage d'Iroquois est située à la jonction du raccourci de North Bay et du tronçon de l'est de l'Ontario. La canalisation principale en amont de la station a une PEM de 6 895 kPa, et celui en aval, de 8 450 kPa. La PEM plus basse est surveillée à l'orifice d'aspiration de la station de pompage. Si la pression d'exploitation dépasse la plage des pressions d'aspiration prescrite pour la station de pompage, le système SCADA arrêtera la station de pompage afin d'éviter la surpression.

La nécessité d'ajouter ou non des mesures de protection contre la surpression sera examinée pendant la conception technique détaillée.

#### **3.1.2.5 Station de pompage à vannes à clapet oscillant de Mascouche**

Une vanne à clapet oscillant sera installée à l'intérieur de la station de pompage de Mascouche ou à proximité de celle-ci sur la canalisation principale au point de branchement avec la canalisation latérale de Montréal. Cette installation permettra de détourner le pétrole de la canalisation principale vers la canalisation latérale afin de le livrer à des raffineries situées en aval à Montréal. Elle pourrait comprendre les

principaux composants suivants, tout dépendant du degré d'intégration avec la station de pompage :

- poste d'insertion de raleurs
- conduites et vannes
- système de détection des lots sur place
- débitmètre
- système de purge du pétrole
- génératrice auxiliaire
- abri pour l'équipement électrique (10 m x 4 m)
- bâtiment de service (10 m x 4 m)
- bassin de gestion des eaux pluviales

#### **3.1.2.6 Station de pompage à vannes à clapet oscillant de Lévis**

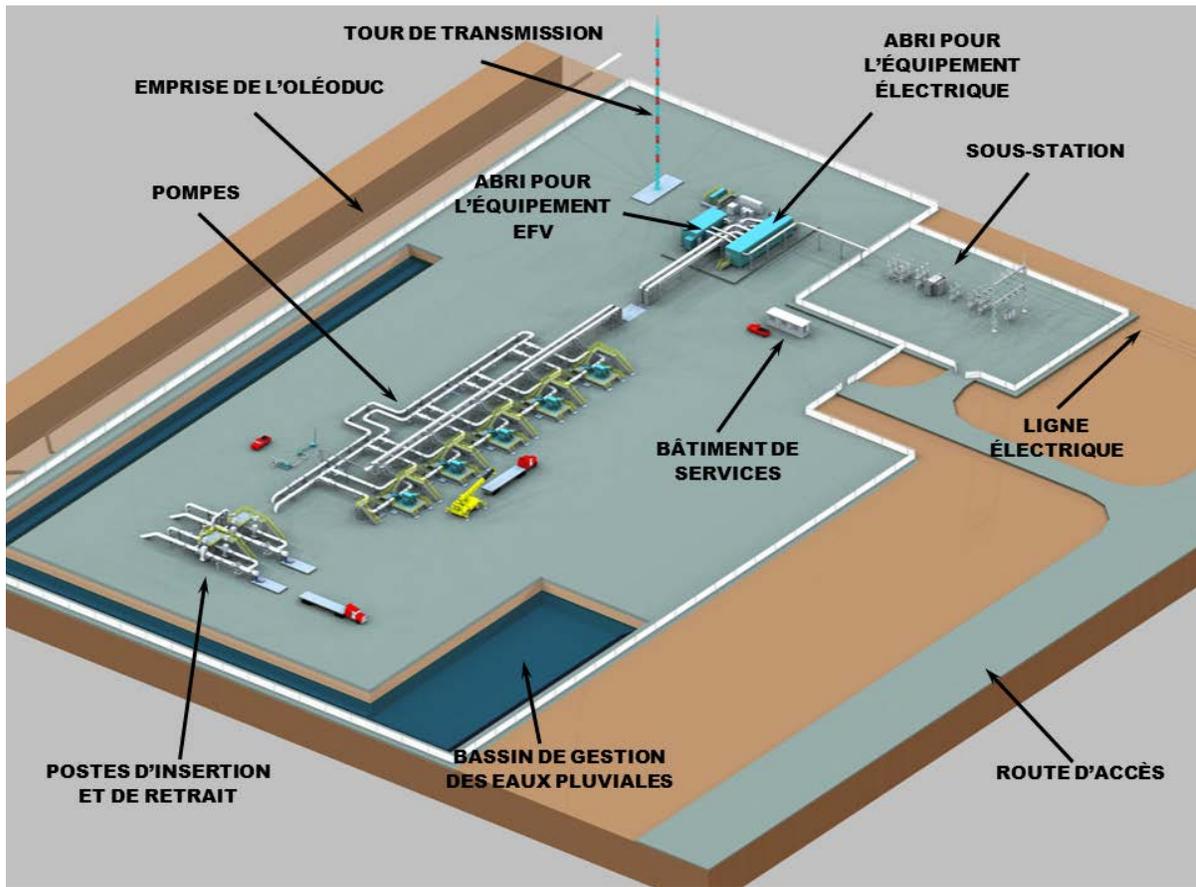
Une vanne à clapet oscillant sera installée à l'intérieur de la station de pompage de Lévis ou à proximité de celle-ci, sur la canalisation principale au point de branchement avec la canalisation latérale de Lévis. Cette installation permettra de détourner le pétrole de la canalisation principale vers la canalisation latérale afin de le livrer à des raffineries situées en aval à Lévis. Elle comportera les mêmes composants que la station de pompage à vannes à clapet oscillant de la canalisation latérale de Montréal.

#### **3.1.2.7 Station de pompage de Cacouna**

La station de pompage de Cacouna est adjacente au terminal de réservoirs de Cacouna. En plus d'être une station de pompage de la canalisation principale, elle pourra pomper du pétrole à partir du terminal de réservoirs, comme la station de pompage de Hardisty D.

### **3.1.3 Équipement**

L'équipement et la configuration des stations de pompage seront standardisés afin de réaliser des efficacités dans la conception, l'approvisionnement, la construction, l'exploitation et l'entretien. La conception uniforme augmentera par ailleurs la sécurité des activités de construction, d'exploitation et d'entretien des stations. La configuration type des stations de pompage de la canalisation principale est présentée à la figure 3-1.



**Figure 3-1 : Configuration type d'une station de pompage de la canalisation principale, avec postes d'insertion et de retrait de racleurs**

La taille des moteurs des pompes des stations de pompage sur la canalisation principale est indiquée dans le Tableau 3-2. Pendant la conception détaillée, des moteurs de tailles différentes pourraient être utilisés pour certaines stations de pompage afin d'accroître la souplesse opérationnelle.

**Tableau 3-2 : Taille préliminaire des moteurs de pompe des stations de pompage de la canalisation principale**

Station de pompage	Taille du moteur (kW)
Canalisation principale	4 900

### 3.1.4 Conduites

Le Tableau 3-3 énumère les spécifications préliminaires des conduites des stations de pompage de la canalisation principale.

**Tableau 3-3 : Spécifications préliminaires des conduites des stations de pompage de la canalisation principale**

Description des conduites	Diamètre extérieur (mm)	Pression nominale (kPa)	Épaisseur de la paroi (mm)	Classe de pression (PN)	Grade du matériau (MPa)
Orifices d'entrée et de sortie de la pompe	762 (NPS 30)	9 930	12,7	100	CSA Z245.1 Gr 483 CAT II
Conduites de la station	914 (NPS 36)	9 930	15,9	100	CSA Z245.1 Gr 483 CAT II

Une pression nominale de 9 930 kPa a été choisie afin qu'elle corresponde à la classe de pression utilisée pour les brides et aussi pour faciliter la standardisation de pompage. Bien que la pression soit supérieure à la PEM de la canalisation de raccord, des systèmes de régulation de la pression et de protection contre les surpressions seront conçus afin que les stations de pompage fonctionnent à la PEM ou à une valeur moindre de l'oléoduc, et pour protéger l'oléoduc contre les surpressions. Une pression nominale plus faible pourrait être choisie pendant la conception détaillée, afin qu'elle corresponde davantage à la PEM de la canalisation.

### 3.1.5 Bâtiments et abris

Le Tableau 3-4 indique les bâtiments envisagés pour les stations de pompage de la canalisation principale.

**Tableau 3-4 : Liste préliminaire des bâtiments des stations de pompage sur la canalisation principale**

Bâtiment	Utilisation	Taille approximative <sup>1</sup> (m)	Quantité
Bâtiment de services	Entreposage, salle de contrôle et toilettes.	10 x 4	1
Armoire de stockage des déchets	Aire de stockage fermé pour les barils à déchets.	2 x 2	1
Abris pour l'équipement électrique <sup>2</sup>	Équipement de distribution électrique.	19 x 4	1
Abris pour l'équipement à entraînement à fréquence variable <sup>2</sup>	Mécanisme d'entraînement à fréquence variable.	11 x 4	1
Génératrices à turbine à gaz <sup>3</sup>	Abris renfermant deux génératrices à turbine à gaz.	40 x 35	1

Remarque :

1. La taille des bâtiments sera confirmée pendant la conception détaillée.
2. Deux abris pour l'équipement à entraînement à fréquence variable et l'équipement électrique seront installés aux stations de pompage d'amorçage, soit à Hardisty, Moosomin et Cacouna. Un deuxième abri pour l'équipement à entraînement à fréquence variable et l'équipement électrique pourrait être ajouté aux autres stations de pompage pendant la conception détaillée si un second mécanisme à entraînement à fréquence variable devait être installé.
3. Ce bâtiment est installé uniquement aux stations de pompage dotées de génératrices à turbine à gaz.

### 3.1.6 Dessins de référence et cartes

Les diagrammes types du déroulement des opérations et les plans de terrain pour une station de pompage pourvue de 6 pompes et une station de pompage pourvue de 5 pompes figurent aux Annexes Vol. 6-72 à Vol 6-81, tels qu'indiqués dans le Tableau 3-5. Le schéma de débit, la configuration et l'empreinte des stations de pompage type dotées de 4 pompes sont similaires à ceux des stations types dotées de 5 pompes, mais avec une pompe en moins.

**Tableau 3-5 : Dessins préliminaires des stations de pompage de la canalisation principale**

Titre du dessin	Type de dessin	Numéro du dessin	Annexe
Légende des diagrammes du déroulement des opérations	Diagramme du déroulement des opérations	4931-01-00-01-100	Vol. 6-72
Diagramme du déroulement des opérations des stations de pompage sans poste d'insertion et de retrait	Diagramme du déroulement des opérations	4931-01-00-01-102	Vol. 6-73
Diagramme du déroulement des opérations des stations de pompage avec postes d'insertion et de retrait	Diagramme du déroulement des opérations	4931-01-00-01-103	Vol. 6-74
Plan de terrain des stations de pompage à 5 pompes avec postes d'insertion et de retrait	Plan de terrain	4931-01-00-03-101	Vol. 6-75
Plan de terrain des stations de pompage à 5 pompes avec 3 ensembles de vannes	Plan de terrain	4931-01-00-03-102	Vol. 6-76
Plan de terrain des stations de pompage à 6 pompes avec postes d'insertion et de retrait	Plan de terrain	4931-01-00-03-110	Vol. 6-77
Plan de terrain des stations de pompage à 6 pompes avec 3 ensembles de vannes	Plan de terrain	4931-01-00-03-111	Vol. 6-78
Plan de terrain des stations de pompage à 5 pompes avec postes d'insertion et de retrait et génératrices	Plan de terrain	4931-01-00-03-105	Vol. 6-79
Plan de terrain des stations de pompage à 5 pompes avec 3 ensembles de vannes et génératrices	Plan de terrain	4931-01-00-03-106	Vol. 6-80
Configuration des conduites des postes d'insertion et de retrait	Plan des conduites	4931-01-00-03-107	Vol. 6-81

Le dessin du diagramme préliminaire du déroulement des opérations et le plan de terrain préliminaire pour les installations de vannes à clapet oscillant sont indiqués dans le Tableau 3-6, et ils figurent aux Annexes Vol. 6-82 et Vol 6-83.

**Tableau 3-6 : Dessins préliminaires des installations de vannes à clapet oscillant**

Titre du dessin	Type de dessin	Numéro du dessin	Annexe
Station de vannes à clapet oscillant	Plan de terrain	4931-01-00-03-108	Vol. 6-82
Station de vannes à clapet oscillant	Diagramme du déroulement des opérations	4931-01-00-01-114	Vol. 6-83

### 3.2 STATION DE POMPAGE DE CROMER

#### 3.2.1 Emplacement

Un emplacement et un ou plusieurs emplacements de rechange ont été choisis pour la station de pompage de Cromer. On trouvera une description du processus et des critères de sélection des emplacements au Volume 13, Évaluation environnementale et socioéconomique.

L'emplacement préliminaire de la station de pompage de Cromer est indiqué au Tableau 3-7.

Une route d'accès d'une largeur de 7 m à la station de pompage sera aménagée à partir du chemin public le plus près. Les emplacements approximatifs des chemins d'accès sont indiqués sur la carte aérienne à l'Annexe Vol. 6-84.

**Tableau 3-7 : Emplacement préliminaire de la station de pompage de Cromer**

Numéro de la station de pompage	Nom de la station de pompage	Latitude centrale <sup>1</sup>	Longitude centrale <sup>1</sup>	Province	Nombre de pompes <sup>1</sup>	Annexe
72	Cromer	49°46'13"N	101°16'45"O	MB	4	Vol. 6-84
Remarque :						
1. Les coordonnées dans cette colonne sont arrondies.						

#### 3.2.2 Description du processus

Le pétrole provenant d'une installation de stockage appartenant à une tierce partie passera par la vanne d'admission et d'isolement pour se rendre à l'installation de télémesure pour le transfert de propriété (compteurs de Cromer). Une fois mesuré, le pétrole circulera dans les pompes de l'oléoduc montées en série. À partir des pompes, le pétrole passera dans un débitmètre ultrasonique et la vanne de purge pour se rendre à la canalisation latérale de Cromer. Un poste d'insertion sera installé à la station de pompage pour permettre l'insertion dans l'oléoduc des outils d'inspection interne et d'autres outils utilisés dans le cadre de l'exploitation de l'oléoduc.

La conduite allant de l'entrée des compteurs de Cromer à la vanne d'aspiration de la station de pompage de Cromer a une PEM de 1 900 kPa. La pression est contrôlée par une tierce partie interconnectée en amont et cette exigence sera incorporée dans l'accord d'interconnexion entre Énergie Est et la tierce partie. La conduite en aval de la vanne d'aspiration a une PEM de 9 930 kPa et est contrôlée par l'automate programmable (PLC) de la station.

### 3.2.3 Équipement

La taille des moteurs des pompes de la station de pompage de Cromer est indiquée dans le Tableau 3-8. Pendant la conception détaillée, des moteurs de tailles différentes pourraient être utilisés afin d'accroître la souplesse opérationnelle.

**Tableau 3-8 : Taille préliminaire du moteur de pompe de la station de pompage de Cromer**

Station de pompage	Taille du moteur (kW)
Cromer	1 500

### 3.2.4 Conduites

Le Tableau 3-9 présente les spécifications préliminaires des conduites pour la station de pompage de Cromer.

**Tableau 3-9 : Spécifications préliminaires des conduites de la station de pompage de Cromer**

Description des conduites	Diamètre extérieur (mm)	Pression nominale (kPa)	Épaisseur de la paroi (mm)	Classe de pression (PN)	Grade du matériau (MPa)
Conduite d'interconnexion des compteurs et des étalonneurs	324 (NPS 12)	1 900	10,3	20	CSA Z245.1 Gr 241 CAT II
Orifice d'entrée de l'installation, conduites des compteurs et des étalonneurs	406 (NPS 16)	1 900	12,7	20	CSA Z245.1 Gr 241 CAT II
Conduites de la station de pompage	406 (NPS 16)	9 930	12,7	100	CSA Z245.1 Gr 359 CAT II

### 3.2.5 Bâtiments et abris

Le Tableau 3-10 indique les bâtiments pour la station de pompage de Cromer.

**Tableau 3-10 : Liste préliminaire des bâtiments de la station de pompage de Cromer**

Nom	Utilisation	Taille approximative <sup>1</sup> (m)	Quantité
Bâtiment de services	Installations du personnel et salle de communication.	10 x 4	1
Armoire de stockage des déchets	Aire de stockage fermé pour les barils à déchets.	2 x 2	1
Abri pour l'équipement électrique – station de pompage	Équipement de distribution électrique associé aux pompes.	19 x 4	1
Abri pour l'équipement électrique – zone des compteurs	Équipement de distribution électrique associé au bâtiment de mesure de la qualité et au matériel de comptage.	11 x 3	1
Abri pour l'équipement à entraînement à fréquence variable	Mécanisme d'entraînement à fréquence variable.	11 x 4	1
Bâtiment de mesure de la qualité	Appareil de mesure de la qualité.	11 x 3	1
Remarque :			
1. La taille des bâtiments sera confirmée pendant la conception détaillée.			

### 3.2.6 Dessins de référence et cartes

Les diagrammes types du déroulement des opérations et les plans de terrain pour la station de pompage de Cromer figurent aux Annexes Vol. 6-85 à Vol. 6-87, et sont indiqués dans le Tableau 3-11.

**Tableau 3-11 : Dessins préliminaires de la station de pompage de Cromer**

Titre du dessin	Plan de terrain	Numéro de dessin	Annexe
Diagramme du déroulement des opérations de la station de pompage et du système de télémesure et d'étalonnage de Cromer	Diagramme du déroulement des opérations	16353-01-00-01-110	Vol. 6-85
Diagramme du déroulement des opérations de la canalisation latérale et des pompes de la station de pompage de Cromer	Diagramme du déroulement des opérations	16353-01-00-01-111	Vol. 6-86
Plan de terrain de la station de pompage de Cromer	Plan de terrain	16353-01-00-03-101	Vol. 6-87

## 3.3 STATIONS DE VANNES DE RÉGULATION DE LA PRESSION DE BURSTALL

### 3.3.1 Emplacement

L'emplacement préliminaire de la station de vannes de régulation de la pression de Burstall est indiqué dans le Tableau 3-12.

**Tableau 3-12 : Emplacement préliminaire de la station de vannes de régulation de la pression de Burstall**

Latitude centrale <sup>1</sup>	Longitude centrale <sup>1</sup>
50°40'42"N	109°58'20"O
Remarque : 1. Les coordonnées dans cette colonne sont arrondies.	

### 3.3.2 Description du processus

La station de vannes de régulation de la pression de Burstall est située à la jonction entre le tronçon de l'Alberta (PEM de 8 450 kPa) et le tronçon des Prairies (PEM de 6 065 kPa). La régulation de la pression de la canalisation principale contenant l'interface et le segment à PEM réduite en aval sera assurée par la régulation de la pression de décharge à la station de pompage en amont, de la même façon que sur tous les autres segments de la canalisation principale. La protection contre la surpression pour l'interface et le tronçon à PEM réduite en aval sera assurée par le même système de seuils de déclenchement indépendants en cas de haute pression, appliqués à tous les autres tronçons de l'oléoduc, comme il est décrit au Volume 6, section 2.2.3, Régulation de la pression et protection contre la surpression. Les valeurs de réglage des systèmes de régulation de la pression et de protection contre les surpressions sont basées sur la PEM de la conduite soumise à la plus faible pression.

Des fonctions additionnelles et indépendantes de protection contre les surpressions sont assurées à l'interface de modification de la PEM, comme suit :

- une vanne de régulation de la pression contrôlée d'après la pression en aval afin de limiter la pression d'exploitation dans la partie de l'oléoduc où la MEP est inférieure
- des transmetteurs de pression redondants seront installés à la station de vannes de régulation de la pression de Burstall, en amont et en aval de la vanne de régulation de la pression.

Si la pression à l'un ou l'autre emplacement dépasse la PEM établie pour le tronçon des Prairies le PCL de la station de Burstall lancera une commande de déclenchement de ligne en amont, par l'intermédiaire du système SCADA.

### 3.3.3 Équipement

Outre une vanne de régulation de la pression, la station de régulation de la pression de Burstall sera dotée des composants suivants :

- poste d'insertion et de retrait
- système de purge du pétrole
- génératrice auxiliaire
- bassin de gestion des eaux pluviales

### 3.3.4 Conduites

Le Tableau 3-13 indique les spécifications préliminaires des conduites de la station de vannes de régulation de la pression de Burstall.

**Tableau 3-13 : Spécifications préliminaires des conduites de la station de régulation de la pression de Burstall**

Description des conduites	Diamètre extérieur (mm)	Pression nominale (kPa)	Épaisseur de la paroi (mm)	Classe de pression (PN)	Grade du matériau (MPa (MPa))
Conduites de la vanne de dérivation	762 mm (NPS 30)	9 930	12,7	PN 100	CSA Z245.1 Gr 483 CAT II
Conduites principales de l'installation	914 mm (NPS 36)	9 930	15,9	PN 100	CSA Z245.1 Gr 483 CAT II

### 3.3.5 Bâtiments et abris

Le Tableau 3-14 indique les bâtiments proposés pour la station de vannes de régulation de la pression de Burstall.

**Tableau 3-14 : Liste préliminaire des bâtiments de la station de régulation de la pression de Burstall**

Bâtiment	Utilisation	Taille approximative <sup>1</sup> (m)	Quantité
Bâtiment de services	Installations du personnel et salle de communication	10 x 4	1
Abri pour l'équipement électrique	Équipement de distribution électrique	10 x 4	1
Remarque :			
1. La taille des bâtiments sera confirmée pendant la conception détaillée.			

### 3.3.6 Dessins de référence et cartes

Le diagramme préliminaire du déroulement des opérations et le plan de terrain sont indiqués dans le Tableau 3-15 et figurent à l'Annexe Vol. 6-88 et à l'Annexe Vol. 6-89.

**Tableau 3-15 : Dessins préliminaires de la station de régulation de la pression de Burstall**

Titre du dessin	Type de dessin	Numéro du dessin	Annexe
Plan de terrain de la station de régulation de la pression de Burstall	Plan de terrain	4863-01-00-03-101	Vol. 6-88
Diagramme du déroulement des opérations de la station de régulation de la pression de Burstall	Diagramme du déroulement des opérations	4863-01-00-01-107	Vol. 6-89

#### **4.0 TERMINAUX DE RÉSERVOIRS - CONCEPTION GÉNÉRALE**

Cette section traite des principes directeurs et de l'information qui seront généralement appliqués à la conception des quatre terminaux de réservoirs requis pour l'Oléoduc Énergie Est. Ces terminaux se trouveront aux endroits suivants :

- Hardisty (Alberta)
- Moosomin (Saskatchewan)
- Cacouna (Québec)
- Saint John (Nouveau-Brunswick)

Les terminaux d'Hardisty et de Moosomin seront des points de réception, où le pétrole sera emmagasiné par lots pour être acheminé à l'oléoduc Énergie Est. Les terminaux de Cacouna et de Saint John seront des points de livraison, où les lots de pétrole seront livrés à partir de l'Oléoduc Énergie Est.

Les terminaux de réservoirs comprennent les principaux composants suivants :

- des réservoirs de pétrole dotés d'une enceinte de confinement secondaire;
- des pompes électriques;
- des compteurs de transfert de propriété et une boucle d'étalonnage (sauf pour le terminal de réservoirs de Moosomin);
- des conduites et collecteurs de vannes d'interconnexion;
- un système de protection contre les incendies;
- des bâtiments accueillant des équipements de mesure de la qualité du pétrole, des équipements électriques, du matériel, des outils et des fournitures;
- un bassin d'eaux pluviales.

#### **4.1 SÉCURITÉ ET PROTECTION ENVIRONNEMENTALE**

Des mesures de sécurité et de protection environnementale seront intégrées aux terminaux de réservoirs afin de limiter les risques d'incidents, tels qu'un déversement de pétrole ou un incendie éventuels. Cette section présente un aperçu de ces mesures, et des renseignements supplémentaires sont fournis dans la description des différents composants.

##### **4.1.1 Mesures de prévention et d'atténuation des déversements de pétrole**

Les composants utilisés pour le stockage et l'acheminement du pétrole dans les terminaux de réservoirs offriront la première barrière de protection pour la prévention des déversements de pétrole. Ces composants comprennent les réservoirs, mais aussi les composants à l'épreuve de la pression comme les pompes, les compteurs, la tuyauterie et les vannes. Ces composants seront faits d'acier, conçus et fabriqués conformément aux normes de l'industrie pour les conditions d'utilisation prévues.

Une fois installés, ces composants pressurisés formeront un circuit fermé. Le confinement de la pression sera atteint grâce à la combinaison de l'épaisseur et de la force d'acier choisi pour chaque composant, et conçu pour résister à la pression maximale de fonctionnement du système. La conception répondra à la norme CSA Z662-11.

L'intégrité des réservoirs et des composants résistant à la pression sera vérifiée au moment de la fabrication et de la construction, et maintenue pendant l'exploitation grâce aux mesures suivantes :

- mise en œuvre du programme de gestion de la qualité de TransCanada portant sur la vérification du matériel et des méthodes de fabrication;
- revêtements des surfaces et installation de systèmes de protection cathodique permettant d'éviter la corrosion;
- soumission de la tuyauterie à des essais hydrauliques pendant la construction;
- soumission des réservoirs à des épreuves d'étanchéité;
- utilisation des composants aux pressions approuvées;
- mise en œuvre du programme de gestion de l'intégrité (PGI) de TransCanada.

Les réservoirs du pétrole seront équipés d'un dispositif anti-débordement automatisé utilisant des instruments redondants, mais aussi d'un système de détection des fuites, d'un revêtement en membrane flexible imperméable et d'un système de protection cathodique conçus conformément à la norme API RP 651. Un réseau de conduites d'écoulement permettra de recueillir les fuites provenant des joints d'étanchéité des pompes et de vidanger les pompes et la tuyauterie dans un réservoir collecteur, réduisant ainsi les risques de déversement de pétrole.

Une enceinte de confinement secondaire, permettant de contrôler un déversement, sera mise en place pour des réservoirs du pétrole et des transformateurs de puissance électrique.

Les compteurs et les pompes de charge seront dotés de vannes d'isolement qui permettront de limiter le volume de pétrole déversé. Ces vannes seront commandées par des moteurs électriques, et pourront être fermées en appuyant sur un bouton. De plus, des vannes d'isolement seront placées à l'entrée du terminal de réservoirs et dans le collecteur de soupape, afin d'arrêter le flux de pétrole.

#### 4.1.2 Mesures de prévention et d'atténuation des incendies

La prévention des incendies sera principalement assurée par la réduction des vapeurs s'échappant des composants contenant du pétrole, et par l'élimination des sources d'inflammation potentielles autour de ces composants. Les composants à l'épreuve de la pression formeront un circuit fermé, tel qu'il est expliqué ci-dessus à la Section 4.1.1, Mesures de prévention et d'atténuation des déversements de pétrole. En outre, les réservoirs du pétrole seront équipés de toits flottants et de joints d'étanchéité périphériques, en contact avec le pétrole, limitant ainsi l'exposition potentielle à l'air. L'équipement électrique sera séparé des composants contenant du pétrole ou sera doté d'éléments de protection permettant de l'utiliser en toute sécurité à proximité des composants contenant du pétrole.

Les réservoirs seront équipés de conducteurs électriques offrant une protection contre la foudre. Les conducteurs dirigeront l'électricité vers le sol pour être dissipée en toute sécurité.

Les panneaux d'aération de puisard seront munis d'un pare-flamme pour prévenir l'allumage de vapeurs dans le réservoir collecteur. Un système d'extinction des incendies à la mousse ignifuge sera installé afin d'éteindre tout incendie potentiel au niveau du joint d'étanchéité périphérique situé entre le toit flottant en acier et la paroi du réservoir (voir section 4.5.1 : Système d'extinction des incendies à la mousse ignifuge). Des instruments de mesure seront mis en place sur les réservoirs afin de détecter les incendies et d'offrir une alerte rapide. Ce système de contrôle permettra d'alerter et d'informer le centre de contrôle des opérations (CCO) de TransCanada, situé à Calgary, en Alberta. Une fois l'incendie confirmé, le personnel local activera le système de pulvérisation de mousse ignifuge, qui projettera une solution de mousse concentrée sur les flammes.

Des détecteurs de chaleur et de fumée seront installés dans les abris d'équipement électrique. Ces détecteurs seront surveillés par le système de contrôle, qui alertera le CCO si de la chaleur ou de la fumée est détectée. Si l'incendie est confirmé, le système d'arrêt d'urgence (système ESD) pourra être déclenché à distance par le CCO ou localement.

Les vannes d'isolement seront conçues pour être ignifuges. Un joint métallique secondaire résistant au feu permettra d'assurer l'étanchéité en cas d'incendie au cas où le joint élastique principal est endommagé.

## 4.2 COMPOSANTS CONTENANT DU PÉTROLE

### 4.2.1 Réservoirs du pétrole

Les réservoirs du pétrole seront conformes aux normes de l'industrie, et conçus et fabriqués selon la norme API 650. Ils seront dotés d'une robe cylindrique verticale et d'un plancher en acier, et équipés de toits flottants extérieurs, comme le montre la figure 4-1.

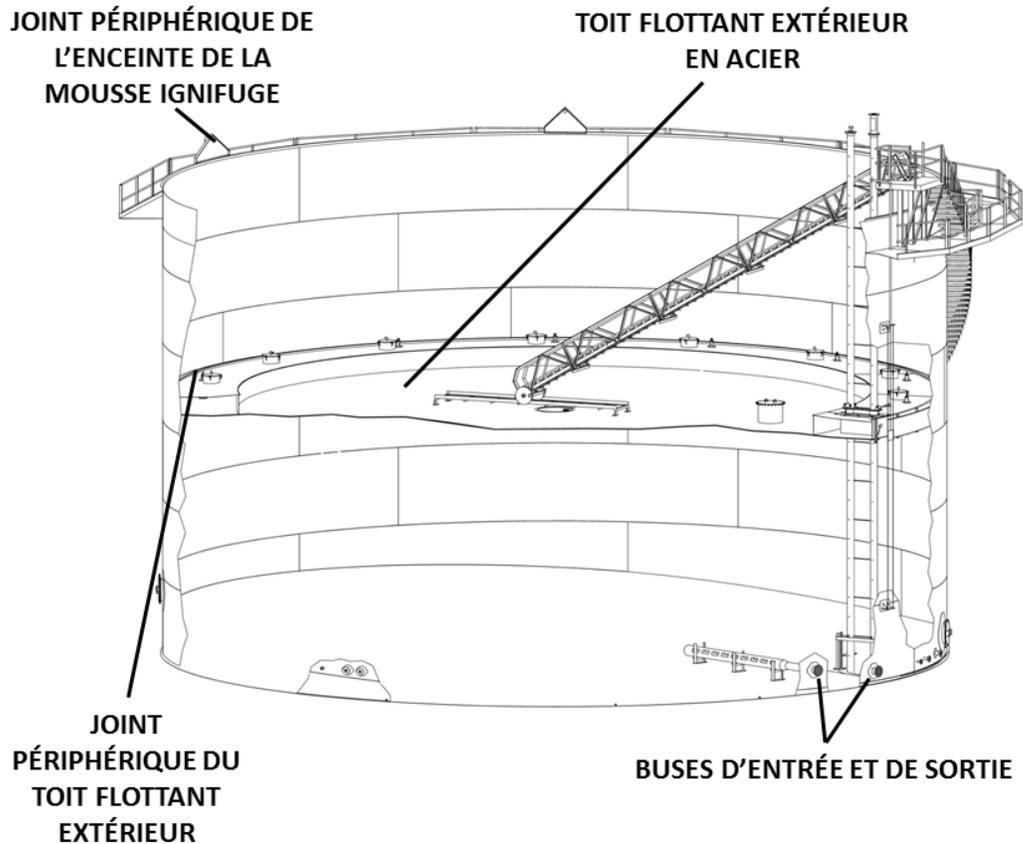


Figure 4-1 : Coupe transversale d'un réservoir à toit flottant extérieur

#### 4.2.2 Caractéristiques préliminaires des réservoirs

Les caractéristiques préliminaires des réservoirs sont énumérées au Tableau 4-1.

**Tableau 4-1 - Caractéristiques préliminaires des réservoirs**

Description	Réservoirs de 350 000 barils <sup>1</sup>	Réservoirs de 500 000 barils <sup>1</sup>
Capacité nominale	55 600 m <sup>3</sup> (350 000 barils)	79 500 m <sup>3</sup> (500 000 barils)
Capacité de fonctionnement <sup>2</sup>	49 400 m <sup>3</sup> (311 000 barils)	71 500 m <sup>3</sup> (450 000 barils)
Diamètre du réservoir	65,5 m	78,1 m
Hauteur du réservoir	18,2 m	18,2 m
Type de toit	Toit flottant extérieur	Toit flottant extérieur
Débit maximum de remplissage et de vidange <sup>3</sup>	370 000 m <sup>3</sup> /jour (2 330 000 barils/jour)	530 000 m <sup>3</sup> /jour (3 310 000 barils/jour)
Remarque : 1. Les caractéristiques des réservoirs évolueront à mesure de l'avancement du Projet vers une conception détaillée. 2. La capacité de fonctionnement correspond au volume entre les niveaux de fonctionnement minimum et maximum du réservoir. 3. Le débit maximum de remplissage ou de vidange est basé sur une vitesse maximum d'abaissement du toit de 4,6 m3/h. Ce débit pourra être plus faible en raison des restrictions hydrauliques.		

Les réservoirs seront munis d'un toit flottant extérieur. Ce toit sera en acier de type flotteur couvrant toute la surface du pétrole. Il sera conçu de manière à être en contact direct avec le pétrole, ce qui permettra de limiter l'émission de vapeurs dans l'atmosphère.

L'espace entre le bord du toit flottant et la paroi fixe du réservoir (le bord) est conçu avec un dispositif d'étanchéité périphérique composé d'un joint d'étanchéité primaire et d'un joint d'étanchéité secondaire, afin de réduire encore l'émission de vapeurs et le risque d'incendie. Les caractéristiques des joints d'étanchéité des réservoirs répondront aux exigences de la publication du Conseil canadien des ministres de l'environnement PN 1180. Des racleurs montés sur le joint périphérique essuieront les parois internes du réservoir à l'abaissement du toit, afin de réduire la quantité de pétrole restant sur les murs.

Certains réservoirs pourront être dotés d'une coupole géodésique ou d'un toit conique pour prévenir les effets des contraintes climatiques comme la pluie et la neige. Il sera déterminé si ceci est nécessaire lors de la conception détaillée.

#### 4.2.3 Protection contre le débordement du réservoir

Un système de détection du niveau du réservoir et un interrupteur autonome de secours offriront une protection contre les débordements. Si le niveau du réservoir dépasse la limite d'utilisation normale, une alarme sera déclenchée par le dispositif de jaugeage, ce qui laissera au CCO le temps d'intervenir. Si le système de jaugeage ou l'interrupteur de niveau détecte un niveau de pétrole supérieur au niveau d'utilisation maximum, les vannes d'isolement à l'entrée du réservoir se fermeront.

automatiquement pour éviter tout débordement. Les fondations et les niveaux d'utilisation des réservoirs seront conçus en fonction des niveaux de risque sismique de chaque emplacement.

#### **4.2.4 Protection contre la corrosion des réservoirs**

Un revêtement époxydique industriel sera posé sur le plancher du réservoir et au fond de la paroi intérieure (1 m). Ce dispositif offrira une protection contre la corrosion causée par l'eau pouvant stagner au fond du réservoir. En outre, le bas de la paroi extérieure (1 m) sera recouvert d'un revêtement époxydique protégeant le réservoir de la corrosion due à l'eau qui pourrait s'accumuler à sa base. Le reste de l'extérieur du réservoir, y compris le toit, sera peint.

Le dessous du réservoir sera doté d'une protection contre la corrosion, de type cathodique (voir section 4.5.3 : Protection cathodique).

#### **4.2.5 Pompes**

Les pompes principales (pompes de charge, pompes de chargement portuaire et pompes de transfert) seront des pompes verticales centrifuges pour puits profonds, conçues et fabriquées conformément à la norme API STD 610. Chaque pompe sera propulsée par un moteur électrique démarré et commandé au moyen d'un dispositif d'entraînement à fréquence variable. Des instruments de mesure seront installés sur les pompes et les moteurs afin de surveiller leur fonctionnement, y compris la température et les vibrations. Si les données mesurées sortent de la plage de fonctionnement normal, le système déclenchera une alerte et, si nécessaire, arrêtera la pompe.

Chaque pompe sera équipée d'un joint d'étanchéité mécanique entre l'arbre et le corps de la pompe. Toute fuite de pétrole au niveau des joints d'étanchéité sera dirigée vers le système d'écoulement, puis stockée dans le réservoir collecteur. Les fuites seront surveillées et, en cas de défaillance d'un joint, le système de contrôle déclenchera une alerte et arrêtera la pompe.

#### **4.2.6 Conduites**

Les conduites seront conçues, fabriquées, installées et testées conformément à la norme CSA Z662-11.

La lutte contre la corrosion des conduites enfouies sera assurée par un revêtement anticorrosion et la protection cathodique. Le revêtement primaire de la surface externe d'une conduite enfouie se composera d'un revêtement époxyde appliqué par fusion. Sur le terrain, les joints circulaires seront protégés par un revêtement époxyde appliqué directement sur place.

Les conduites de surface seront revêtues en utilisant des peintures qui conviennent aux conditions du milieu dans lequel elles seront installées.

Les conduites enfouies seront pourvues d'orifices d'accès conçus pour l'insertion d'outils et d'instruments pour l'évaluation périodique de l'état de la conduite, y compris la mesure de l'épaisseur de la paroi métallique.

#### **4.2.7 Installations de comptage de transfert de propriété**

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

#### **4.2.8 Réglage de la pression et protection contre la surpression**

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

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

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

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

#### **4.2.9 Système de détection des fuites**

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

Les dispositifs de détection des fuites ou les compteurs de transfert de propriété mesureront la quantité de pétrole à l'entrée et à la sortie des terminaux de réservoirs. En outre, un système de jaugeage par radar permettra de surveiller en permanence le niveau de pétrole dans les réservoirs. Ces données seront utilisées par le CCO pour surveiller la présence de fuites. Pour de plus amples renseignements sur la détection des fuites, se référer à la Section 3 du Volume 7 intitulée Exploitation.

#### 4.2.10 Enceinte de confinement secondaire

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

#### 4.2.11 Système d'écoulement du pétrole

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

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

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

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

#### 4.2.12 Système de détection des lots sur place

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

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

Le système de détection des lots est constitué d'un abri sur châssis mobile contenant une petite pompe, un viscosimètre et un densitomètre. Il est utilisé pour détecter l'interface entre deux lots de pétrole dans l'oléoduc, en mesurant la densité et la

viscosité du liquide. Ces renseignements sont transmis au CCO par l'intermédiaire du système informatisé d'acquisition et de contrôle des données (SCADA).

#### **4.3 INFRASTRUCTURES CIVILES**

##### **4.3.1 Gestion des eaux pluviales**

L'eau de pluie et la neige fondue recueillies dans les bermes seront contenues grâce aux revêtements imperméables couvrant le fond des bermes. Les eaux pluviales et la neige fondue s'écoulant des pompes, des compteurs et des collecteurs de soupape seront dirigées vers un bassin d'eaux pluviales grâce à l'inclinaison du terrain. Ce bassin sera doté d'un revêtement imperméable. Les eaux pluviales s'écoulant des autres aires du terminal seront dirigées vers des zones d'évacuation naturelles.

L'eau du bassin d'eaux pluviales et des bermes sera analysée. Si la qualité de l'eau se trouve dans les limites spécifiées par les règlements applicables, elle sera rejetée dans les zones d'évacuation naturelle. En revanche, si sa qualité se situe hors des limites établies, elle sera retirée du bassin et transportée hors du site pour être traitée ou éliminée.

##### **4.3.2 Gestion de l'eau et des eaux usées**

Dans la mesure du possible, les terminaux de réservoirs seront approvisionnés en eau potable via le réseau municipal d'eau potable. Si cela n'est pas possible, l'eau souterraine provenant de puits sera utilisée, si elle est potable. Cependant, si cette eau ne peut être consommée en toute sécurité, de l'eau potable sera acheminée sur le site et conservée dans une citerne.

Si possible, les eaux usées provenant de chaque site seront éliminées par l'intermédiaire du réseau d'égout municipal. Si ce n'est pas possible, ces eaux usées seront entreposées sur place dans des fosses septiques et transportées par camions pour être évacuées.

##### **4.3.3 Sécurité**

Une clôture de sécurité sera installée autour de chaque terminal de réservoirs. Elle comprendra des portes destinées au personnel et des portails verrouillés destinés aux véhicules permettant de limiter l'accès au site.

D'autres mesures de sécurité mises en place dans les terminaux de réservoirs comprendront des systèmes d'alarme antieffraction, des systèmes de surveillance et l'éclairage. Ces mesures seront précisées davantage lors de la conception détaillée.

##### **4.3.4 Fondations**

Les réservoirs reposeront sur des semelles isolées de graviers. L'équipement, les bâtiments et les structures seront soutenus par des piliers en acier ou en béton, ou par des fondations en béton armé. La zone du terminal de réservoirs délimitée par une clôture sera recouverte de gravillons.

#### 4.3.5 Considérations géotechniques

Des études géotechniques spécifiques à chaque site, effectuées conformément à la norme CSA Z662-11 et au *Code national du bâtiment du Canada*, ont commencé et se poursuivront pendant la deuxième moitié de 2014 et en 2015 pour chaque terminal de réservoirs. Si ces études révèlent certains problèmes non abordés dans la norme CSA Z662-11, Énergie Est produira un rapport d'un ingénieur qualifié ainsi qu'une description des éléments de conception et des mesures nécessaires pour assurer la sécurité du terminal de réservoirs.

Ces études géotechniques seront principalement axées sur les éléments importants suivants de la conception :

- État du sous-sol - Les données du sondage et les échantillons de terre seront évalués afin d'identifier la nature du sous-sol, de déceler la présence de matières néfastes telles que le pergélisol ou les roches acides, et de déterminer si les caractéristiques du sol sont adéquates pour accueillir des fondations.
- Stabilité des pentes - Les pentes importants seront examinés afin de déceler les zones actuellement sujettes aux glissements de terrain, aux coulées de boue ou à l'affaissement, ou qui l'ont été par le passé et pourraient à nouveau présenter ces risques à la suite des travaux de construction.
- Failles et sismicité - Les relevés sismiques historiques seront analysés et les données géologiques disponibles examinées afin d'évaluer l'intensité possible des futurs événements sismiques et leurs conséquences néfastes potentielles sur les terminaux de réservoirs.
- Subsidence du sol et autres risques géologiques - Le potentiel d'affaissement du sol (due aux éléments naturels et aux activités humaines) sera évalué grâce à l'examen des données historiques et à la reconnaissance aérienne.

#### 4.4 INFRASTRUCTURE ÉLECTRIQUE

##### 4.4.1 Alimentation électrique

Les terminaux de réservoirs Hardisty D, Moosomin et Cacouna seront alimentés en électricité au moyen de postes électriques situées dans les stations de pompage adjacentes, tandis que le terminal de réservoirs de Saint John disposera de son propre poste. Les lignes électriques permettant d'alimenter les terminaux de réservoirs seront construites et détenues par les entreprises de service public.

L'alimentation en énergie proviendra de postes électriques par l'intermédiaire de transformateurs redondants, de barres omnibus à moyenne tension et de câbles d'alimentation. Deux abris d'équipement électrique fourniront un courant de 6,9 kV pour alimenter l'équipement du terminal de réservoirs demandant une tension de 600 V. Le courant sera réparti de façon égale afin que, par exemple, si un des abris d'équipement électrique tombe en panne, environ 50 % du courant soit encore fourni par l'autre abri.

#### 4.4.2 Alimentation sans coupure

Un système d'alimentation sans interruption (ASI) qui inclut un système de batterie de secours, permettra de maintenir les systèmes essentiels de commande, de communication et de système de protection électriques en fonctionnement pour une période maximale de huit heures en cas de panne d'électricité. Les vannes d'isolement seront équipées d'actionneurs à accumulation d'énergie permettant de fermer les vannes en cas de panne d'alimentation.

#### 4.4.3 Éclairage

Des luminaires extérieurs seront montés sur des lampadaires et des abris afin de fournir l'éclairage nécessaire à la sécurité du site et aux travaux d'entretien. Des luminaires d'urgence à piles seront fournis dans les abris et autres bâtiments qui seront occupés.

### 4.5 SYSTÈMES AUXILIAIRES

#### 4.5.1 Système d'extinction des incendies à la mousse ignifuge

Un système d'extinction des incendies à la mousse ignifuge sera conçu pour éteindre les incendies pouvant survenir aux joints périphériques des réservoirs. Il comprendra un bassin de lutte contre les incendies, des pompes, un châssis mobile de mélange et de stockage de la mousse concentrée, une tuyauterie d'alimentation en mousse, et des buses de pulvérisation de la mousse. Ce système de protection contre les incendies sera finalisé durant la conception détaillée, en consultation avec les autorités locales compétentes de lutte contre les incendies.

Une pompe entraînée par un moteur électrique de 425 kW (dotée d'un dispositif de secours) permettra de transférer l'eau du bassin de lutte contre les incendies jusqu'au châssis de mélange et de stockage de la mousse. L'eau y sera mélangée avec un concentré de mousse pour créer une solution de mousse concentrée. Cette solution sera ensuite acheminée jusqu'aux réservoirs par la tuyauterie, puis pulvérisée par les buses, et prendra de l'expansion au contact de l'air. La mousse ainsi formée glissera le long des parois du réservoir jusqu'à atteindre le joint périphérique et étouffer le feu. La taille de la pompe électrique (et du dispositif de secours) sera confirmée lors de la conception détaillée.

#### 4.5.2 Réservoirs amortisseurs et chaudières

Des réservoirs amortisseurs pourront être installés sur certains sites afin de résoudre les problèmes de surpression. L'emplacement de ces réservoirs et leur nombre seront déterminés à la conception détaillée. Ils seront conçus et construits conformément à la division 1 de la section VIII de la norme *ASME Boiler and Pressure Vessel Code (BPVC)*. Leur conception et leurs caractéristiques seront enregistrées par l'autorité compétente dans la province où ils sont installés. Enfin, ces réservoirs amortisseurs seront inspectés conformément à la norme API STD 510, afin de déterminer s'ils sont correctement entretenus et étalonnés, et en bon état.

#### 4.5.3 Protection cathodique

Des systèmes de protection cathodique par courant imposé seront installés afin de sécuriser les canalisations souterraines des terminaux de réservoirs. Ces systèmes comprendront des déversoirs et des redresseurs de courant, selon les précisions apportées à la conception détaillée. Les autres infrastructures de protection non cathodiques, comme les dispositifs civils ou électriques, seront abordées lors de la conception détaillée, afin de veiller à fournir un courant de protection cathodique adéquat et bien distribué.

Chaque fond de réservoir sera doté d'un système de protection cathodique par courant imposé, afin de protéger le fond du réservoir de la corrosion.

Des systèmes de surveillance seront également mis en place, afin de déterminer l'efficacité du courant de protection cathodique appliqué.

#### 4.5.4 Systèmes de conduites auxiliaires

Dans le cadre de cette demande, Énergie Est cherche à obtenir une dispense de l'application de l'article 17 du *Règlement sur les pipelines terrestres*, en ce qui concerne les réseaux de conduites auxiliaires qui figurent au Tableau 4-2.

**Tableau 4-2 – Spécifications des systèmes de conduites auxiliaires, pression nominale et étendue des END**

Système de conduites	Spécification de TransCanada	Code de conception	Pression nominale (kPa)	Étendue des END (%)
Air d'instrumentation	TES-MATL-MD1-OIL, Tableau 4-4	ASME B31.3	1 035	15
Eau potable	TES-MATL-MD1-OIL, Tableau 4-5	ASME B31.3	550	15
Évacuation d'autres produits que le pétrole	TES-MATL-MD1-OIL, Tableau 4-5	ASME B31.3	550	15
Eau de lutte contre les incendies	TES-MATL-MD1-OIL, Tableau 4-6	ASME B31.3	861	15
Eau de contact	TES-MATL-MD1-OIL, Tableau 4-5	ASME B31.3	550	15

En ce qui concerne les conduites de pétrole conçues selon la norme CSA Z662, Énergie Est appliquera un programme d'essais entièrement non destructifs (END). Pour ce qui est des autres types de conduites, Énergie Est sélectionnera les matériaux et concevra les joints d'étanchéité conformément à la norme ASME B31.3-2010, selon ce qui est prévu aux alinéas 4.14.2.11, 5.1.1, 7.2.4 et à l'article 8.1.7 de la norme CSA Z662-11. Énergie Est s'assurera que les joints d'étanchéité sont examinés conformément à l'article 7.10.3 de la norme CSA Z662-11.

En ce qui concerne les systèmes de conduites auxiliaires à plus faible risque, Énergie Est prévoit soumettre à des END 15 % des soudures de production par jour pendant la construction. Cette façon de procéder est conforme à l'article 7.2.5 de la norme

CSA Z662-11 et ne mettrait pas en péril la sécurité du public ou des employés de la société. De même, elle ne porte pas atteinte à la politique de TransCanada, en vertu de laquelle toutes les conduites doivent être soumises à des essais sous pression avant leur mise en service.

Ces dispositifs fonctionnent sous de faibles contraintes et sont généralement assortis d'une instrumentation qui met automatiquement le système hors service et limite les fuites en cas de déversement.

#### **4.6 SYSTÈMES DE CONTRÔLE**

##### **4.6.1 Automates programmables**

Les terminaux de réservoirs seront surveillés et commandés à distance par le CCO grâce au système SCADA. Ce système communiquera avec les automates programmables (PLC) industriels installés dans les terminaux de réservoirs.

Chaque terminal de réservoirs sera surveillé et commandé par un PLC. Les caractéristiques des PLC leur permettront d'assurer ou d'arrêter le fonctionnement du terminal de réservoirs en toute sécurité. Leurs fonctions principales sont les suivantes :

- protéger les processus et l'équipement;
- assurer le fonctionnement des collecteurs de réservoir et de soupape;
- assurer le fonctionnement et la protection des pompes de charge;
- surveiller les appareils de commutation de haute et moyenne tension;
- assurer les communications et les échanges de données avec le système SCADA;
- assurer le fonctionnement du système de récupération des eaux d'écoulement.

En cas de panne d'un des PLC, un système d'arrêt d'urgence se déclenchera.

##### **4.6.2 Interface homme-machine**

Une interface homme-machine locale offrira une interface entre le personnel sur le terrain et les PLC. Elle offrira un aperçu des alertes pour tous les appareils du terminal de réservoirs, et de contrôler l'équipement durant les activités d'entretien et de résolution des problèmes sur place. Cette interface homme-machine locale sera dotée d'un affichage graphique et comprendra les fonctions suivantes :

- information sur le fonctionnement des processus et de l'équipement;
- alarmes et arrêts;
- commandes réservées au CCO de TransCanada et commandes locales.

#### 4.6.3 Système d'arrêt d'urgence

Un système d'arrêt d'urgence arrêtera et isolera automatiquement le terminal de réservoirs en cas de circonstances non sécuritaires, comme :

- incendie confirmé dans un abri d'équipement électrique;
- niveau du réservoir collecteur élevé;
- coupure de courant touchant le système de contrôle.

Le système d'arrêt d'urgence du terminal de réservoirs pourra être déclenché par le CCO au moyen du système SCADA, ou par le personnel sur le terrain, grâce à l'interface homme-machine. Des boutons poussoirs seront également situés à différents endroits du terminal de réservoirs.

Le déclenchement du système d'arrêt d'urgence d'un terminal de réservoirs aura pour effet :

- d'arrêter toutes les pompes en fonctionnement;
- d'isoler le terminal de réservoirs en fermant les vannes d'entrée et de sortie (équipées d'actionneurs à accumulation d'énergie permettant de les fermer en cas de coupure d'alimentation).

La logique du système d'arrêt d'urgence dans le PLC du terminal de réservoirs sera soutenue par un système d'arrêt d'urgence à relais fixe. Ce système sera conçu pour reproduire la réponse du PLC si celui-ci tombe en panne.

Chaque pompe de charge sera dotée d'un système d'arrêt d'urgence d'unité, qui pourra être déclenché par le CCO au moyen du système SCADA, ou par le personnel sur le terrain grâce à l'interface homme-machine. Des boutons poussoirs seront également situés à proximité des pompes.

Le déclenchement du système d'arrêt d'urgence d'unité aura pour effet :

- d'arrêter la pompe en fonctionnement reliée au système;
- d'isoler la pompe en fermant ses vannes d'entrée et de sortie.

En cas de panne de ce système d'arrêt d'urgence, un composant déclencheur lancera l'arrêt d'urgence.

#### 4.6.4 Communications du système

Un réseau de télécommunications étendu (WAN) permettra la communication entre le système SCADA et les terminaux de réservoirs. Des circuits primaires et secondaires de réseau étendu relieront le CCO et son centre de contrôle d'urgence aux terminaux de réservoirs. Les caractéristiques des services et des infrastructures de télécommunication seront définies lors de la conception technique détaillée et pourront inclure les éléments suivants :

- un réseau de câbles souterrain, de fibre et/ou de cuivre, comme ceux souvent fournis par les compagnies téléphoniques;

- un réseau de communications par satellite;
- un réseau de communications cellulaire.

#### 4.7 BRUIT

La conception des terminaux de réservoirs sera conforme aux normes relatives au bruit qui figurent au Tableau 4-3.

**Tableau 4-3 – Normes relatives au bruit**

Province	Norme en vigueur
Alberta, Saskatchewan et Nouveau-Brunswick	The Alberta Energy Regulator, Directive 038
Québec	<ul style="list-style-type: none"><li>• Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MDDELCC)</li><li>• Pour l'exploitation : <i>Note d'instructions 98-01 - Traitement des plaintes sur le bruit et exigences aux entreprises qui le génèrent.</i></li><li>• Pour la construction : <i>Limites et lignes directrices préconisées par le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MDDELCC) relativement aux niveaux sonores provenant d'un chantier de construction.</i></li></ul>

Les sources de bruit continu seront les pompes, les moteurs, les conduites, et les transformateurs de puissance. Les sources de bruit intermittent seront les génératrices et les pompes d'urgences pour l'eau de lutte contre les incendies. Le bruit produit par les terminaux de réservoirs subira l'incidence des installations environnantes et des conditions environnementales comme le vent et la nature du terrain.

D'autres évaluations sur le niveau sonore seront réalisées et des mesures d'atténuation seront mises en œuvre au besoin pour garantir le respect des normes en vigueur. Les mesures d'atténuations pourraient comprendre les éléments suivants :

- un revêtement insonorisant sur les conduites et l'équipement;
- des enceintes de réduction du niveau sonore;
- des bermes ou des écrans acoustiques.

#### 4.8 AIRES PROTÉGÉES DÉSIGNÉES

Il n'y a pas de terminal de réservoirs dans les aires protégées désignées.

## **5.0 TERMINAUX DE RÉSERVOIRS – RENSEIGNEMENTS SPÉCIFIQUES RELATIFS AUX SITES**

Cette section contient une description précise de chacun des quatre terminaux de réservoirs nécessaires pour la réalisation du projet d'Oléoduc Énergie Est. Ces terminaux seront situés aux endroits suivants :

- Hardisty (Alberta)
- Moosomin (Saskatchewan)
- Cacouna (Québec)
- Saint John (Nouveau-Brunswick)

Les terminaux de Hardisty et de Moosomin seront des points de réception, où le pétrole sera emmagasiné par lots, et transféré ultérieurement à l'Oléoduc Énergie Est. Les terminaux de Cacouna et de Saint John seront des points de livraison, où les lots de pétrole seront distribués à partir de l'Oléoduc Énergie Est.

Les terminaux de réservoirs comprennent les principaux composants suivants :

- des réservoirs de stockage dotés d'une enceinte de confinement secondaire;
- des pompes électriques;
- des compteurs de transfert de propriété et une boucle d'étalonnage (sauf pour le terminal de réservoirs de Moosomin);
- des conduites (d'interconnexion) et collecteurs de vannes;
- un système de protection contre les incendies;
- des bâtiments accueillant des équipements de mesure de la qualité, des équipements électriques, du matériel, des outils et des fournitures;
- un bassin d'eaux pluviales.

### **5.1 TERMINAL DE RÉSERVOIRS HARDISTY D**

Le terminal de réservoirs Hardisty D sera une installation de collecte et de stockage qui accueillera les lots de pétrole lourd et léger, devant être envoyés vers l'Oléoduc Énergie Est. Des réservoirs de stockage interreliés recevront le pétrole arrivant des terminaux de réservoirs à proximité et des oléoducs reliés.

### 5.1.1 Emplacement

Le terminal de réservoirs sera situé à environ 3 km au sud-est de la ville d'Hardisty (Alberta).

Le complexe du terminal de réservoirs sera construit dans une zone industrielle qui constitue une plaque tournante majeure de l'industrie du pétrole desservant l'ouest du Canada. Le site sera accessible depuis Range Road 95, au moyen de deux grands portails de huit mètres de large.

TransCanada possède déjà un terminal de réservoirs existant (Hardisty A) au site Hardisty et deux autres en cours d'aménagement : Hardisty B et le terminal de réservoirs de Keystone Hardisty (appelé Hardisty C dans cette demande). Ces terminaux appartiennent au réseau d'oléoducs Keystone Pipeline et au projet de réseau Keystone XL, respectivement. Le terminal de réservoirs Hardisty D sera situé sur la propriété de TransCanada, immédiatement au nord des terminaux Hardisty A, B et C.

Le site a été sélectionné en raison de sa proximité avec ces terminaux. Il permet de limiter l'empreinte environnementale des installations en réduisant la longueur des pipelines d'interconnexion, des lignes de transport d'électricité et des routes d'accès nécessaires. Il permet également l'utilisation partagée des infrastructures.

Le terrain est généralement plat, ce qui limite l'envergure des travaux de génie civil nécessaires.

La Figure 5-1 contient une vue aérienne des terminaux de réservoirs Hardisty.

Consultez le Tableau 5-1 pour connaître les coordonnées de latitude et de longitude au centre du terminal de réservoirs Hardisty D.

**Tableau 5-1 : Emplacement du terminal de réservoirs Hardisty D**

Latitude centrale	Longitude centrale
52°39' 50" N	111°16' 37" O
Remarque : Ces coordonnées ont été arrondies.	

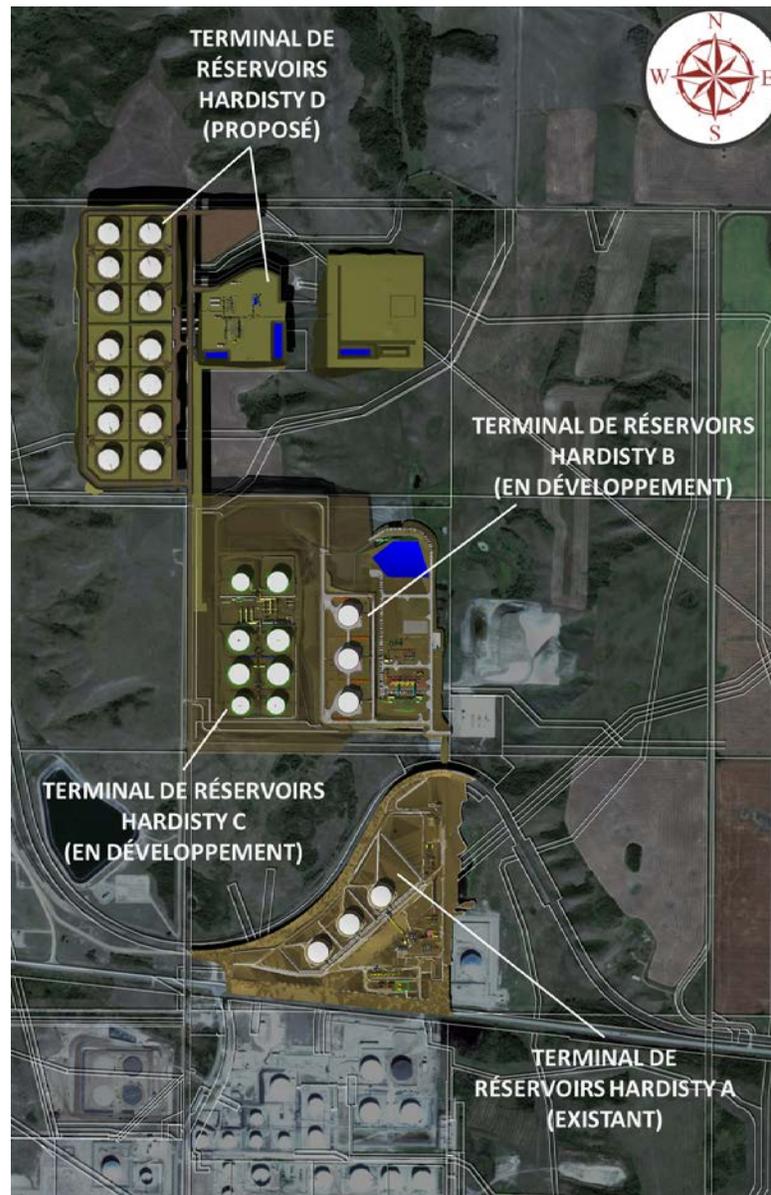
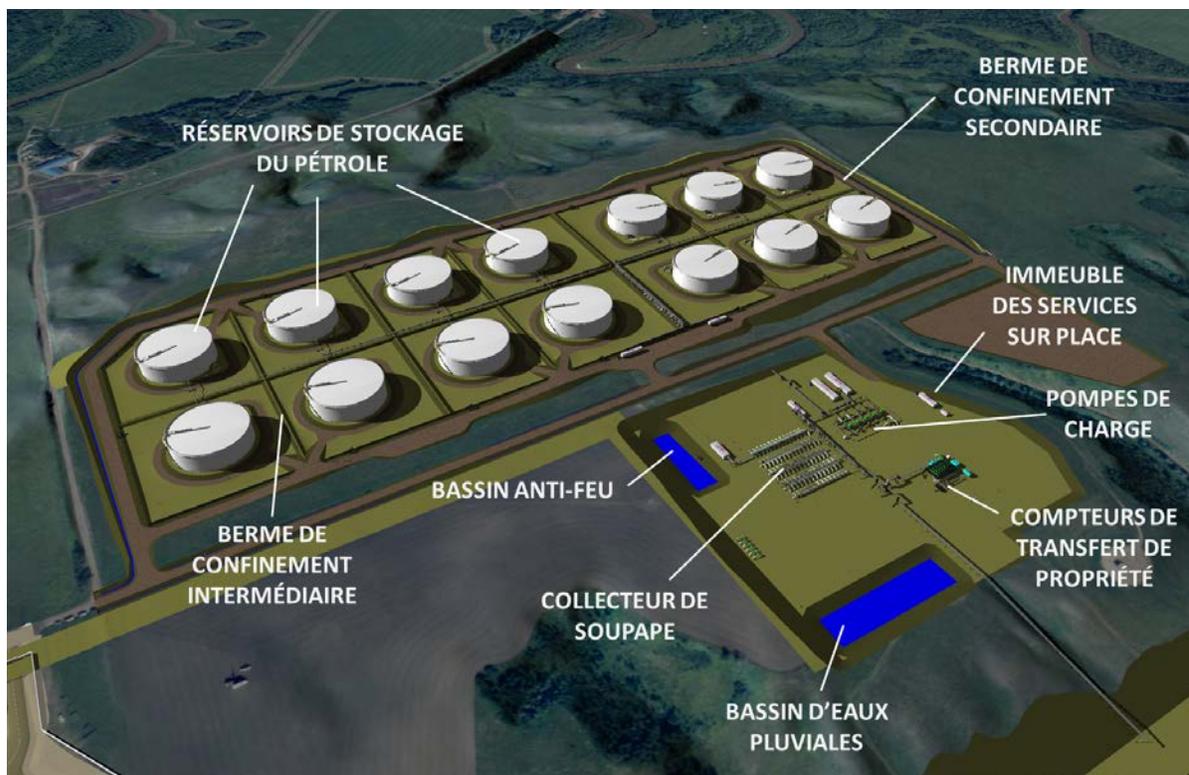


Figure 5-1 : Vue aérienne des terminaux de réservoirs Hardisty

### 5.1.2 Description des opérations

Le pétrole arrivera au terminal de réservoirs Hardisty D par six canalisations : quatre (dont deux bidirectionnelles) venant des terminaux de réservoirs Hardisty A, B et C, et deux en provenance du futur collecteur de distribution de TransCanada situé dans la région d'Hardisty. Des canalisations supplémentaires pourront être reliées au terminal de réservoirs en fonction des exigences commerciales. Les canalisations d'entrée convergeront vers une conduite collectrice, chargé de distribuer le pétrole dans les différents réservoirs de stockage.

La Figure 5-2 illustre les principaux éléments du terminal de réservoirs Hardisty D. Un lot contenant un même type de pétrole passera d'un ou de plusieurs réservoirs aux pompes de charge (configurés dans un agencement parallèle), puis à travers les compteurs de transfert de propriété. Une fois les mesures nécessaires effectuées, le pétrole sera dirigé vers la station de pompage de la canalisation principale de Hardisty D, pour être envoyé vers l'Oléoduc Énergie Est.



**Figure 5-2 : Disposition conceptuelle du terminal de réservoirs Hardisty D**

Des vannes d'isolement seront installées sur les canalisations d'entrée du terminal de réservoirs Hardisty D et sur la canalisation de sortie reliant le terminal à la station de pompage de la canalisation principale. Ces vannes seront utilisées en cas d'urgence pour arrêter le flux de pétrole et isoler le terminal.

### 5.1.3 Équipement

La taille et le nombre préliminaires de réservoirs de stockage de pétrole au terminal sont indiqués dans le Tableau 5-2.

**Tableau 5-2 : Taille et nombre préliminaires de réservoirs de stockage du terminal de réservoirs Hardisty D**

Réservoirs de stockage de 350 000 barils	Réservoirs de stockage de 500 000 barils	Nombre total de réservoirs de stockage de pétrole
14	0	14

Pour obtenir les caractéristiques préliminaires des réservoirs, consulter la section 4.2.2.

Le Tableau 5-3 indique le nombre et la taille préliminaires des pompes et des moteurs électriques.

**Tableau 5-3 : Nombre et taille préliminaires des pompes et des moteurs électriques du terminal de réservoirs Hardisty D**

Nombre de pompes <sup>1</sup>	Taille des moteurs électriques <sup>1</sup> (kW)	Service
5	900 kW	Pompage du pétrole vers la station de pompage de la canalisation principale ou pour le transfert entre les réservoirs
Remarque : 1. Le nombre de pompes et la taille des moteurs seront confirmés lors de la conception détaillée.		

#### 5.1.4 Conduites

Consulter le Tableau 5-4 pour voir la liste des caractéristiques techniques préliminaires des conduites du terminal de réservoirs.

**Tableau 5-4 : Caractéristiques techniques préliminaires des conduites du terminal de réservoirs Hardisty D**

Description des conduites	Diamètre extérieur (mm)	Pression nominale (kPa)	Épaisseur de la paroi (mm)	Classe de pression (PN)	Grade de matériau (MPa)
Canalisations d'entrée et bidirectionnelles, conduites d'aspiration des pompes de charge, tuyauterie reliant le collecteur de refoulement des pompes de charge à la conduite d'aspiration des pompes de la canalisation principale	914 (DN 36)	1 900	9,5	20	CSA Z245.1 Gr 241 CAT II
Collecteur d'aspiration des pompes de charge, canalisations bidirectionnelles reliant chaque réservoir de stockage du pétrole au collecteur de soupape	1 219 (DN 48)	1 900	12,7	20	CSA Z245.1 Gr 241 CAT II
Conduites d'aspiration et de refoulement des pompes de transfert entre les réservoirs	406 (DN 16)	1 900	9,5	20	CSA Z245.1 Gr 241 CAT II
Conduites de refoulement des pompes de charge	508 (DN 20)	1 900	9,5	20	CSA Z245.1 Gr 241 CAT II

### 5.1.5 Bâtiments et abris

Le Tableau 5-5 contient une liste des bâtiments du terminal de réservoirs Hardisty D.

**Tableau 5-5 : Liste préliminaire des bâtiments du terminal de réservoirs Hardisty D**

Bâtiment	Fonction	Dimensions approximatives <sup>1</sup> (m)	Quantité <sup>1</sup>
Bâtiment de services	Installations du personnel et salle de communications	18 x 4	1
Bâtiment d'entreposage	Entreposage	7 x 2	1
Abris du dispositif d'entraînement à fréquence variable	Équipement de distribution de l'alimentation électrique	30 x 5	2
Abris d'équipement électrique	Équipement de distribution de l'alimentation électrique	20 x 4	2
Abris d'équipement électrique	Équipement de distribution de l'alimentation électrique	22 x 4	1
Bâtiment des pompes à incendie/à mousse	Équipement d'extinction des incendies à la mousse ignifuge	15 x 6	1
Bâtiment de mesure de la qualité	Équipement d'échantillonnage	11 x 3	1

**Tableau 5-5 : Liste préliminaire des bâtiments du terminal de réservoirs Hardisty D (suite)**

Bâtiment	Fonction	Dimensions approximatives <sup>1</sup> (m)	Quantité <sup>1</sup>
Bâtiment du laboratoire du jaugeur	Laboratoire d'analyse des échantillons d'hydrocarbure	6 x 4	1
Bâtiment d'entreposage frigorifique	Espace d'entreposage	7 x 2	1
Remarque :			
1. La taille des bâtiments et leur nombre seront confirmés à la conception détaillée.			

### 5.1.6 Dessins et cartes de référence

Le Tableau 5-6 contient une légende, des diagrammes des opérations, un plan du terrain et une photographie aérienne du terminal de réservoirs Hardisty D, lesquels figurent également dans les Annexes Vol 6-90 à Vol 6-93.

**Tableau 5-6 : Dessins préliminaires du terminal de réservoirs Hardisty D**

Titre du dessin	Genre de dessin	Numéro du dessin	Numéro de l'Annexe
Renseignements généraux	Légende	4932-01-00-01-100	Vol 6-90
Terminal de réservoirs Hardisty D	Diagramme des opérations	4929-01-00-01-100 4929-01-00-01-101	Vol 6-91
Terminal de réservoirs Hardisty D	Plan du terrain	4929-01-00-03-100	Vol 6-92
Terminal de réservoirs Hardisty D	Photographie aérienne	1-0018-14	Vol 6-93

## 5.2 TERMINAL DE RÉSERVOIRS MOOSOMIN

Le terminal de réservoirs de Moosomin sera une installation de collecte et de stockage qui accueillera des lots de pétrole devant être envoyés vers l'Oléoduc Énergie Est. Des réservoirs de stockage interreliés recevront le pétrole arrivant des pipelines d'interconnexion.

### 5.2.1 Emplacement

Le terminal de réservoirs de Moosomin sera situé sur une propriété acquise par TransCanada à environ 15 km au nord-est de la ville de Moosomin (Saskatchewan), à proximité des stations de compression et de pompage de TransCanada existantes à Moosomin.

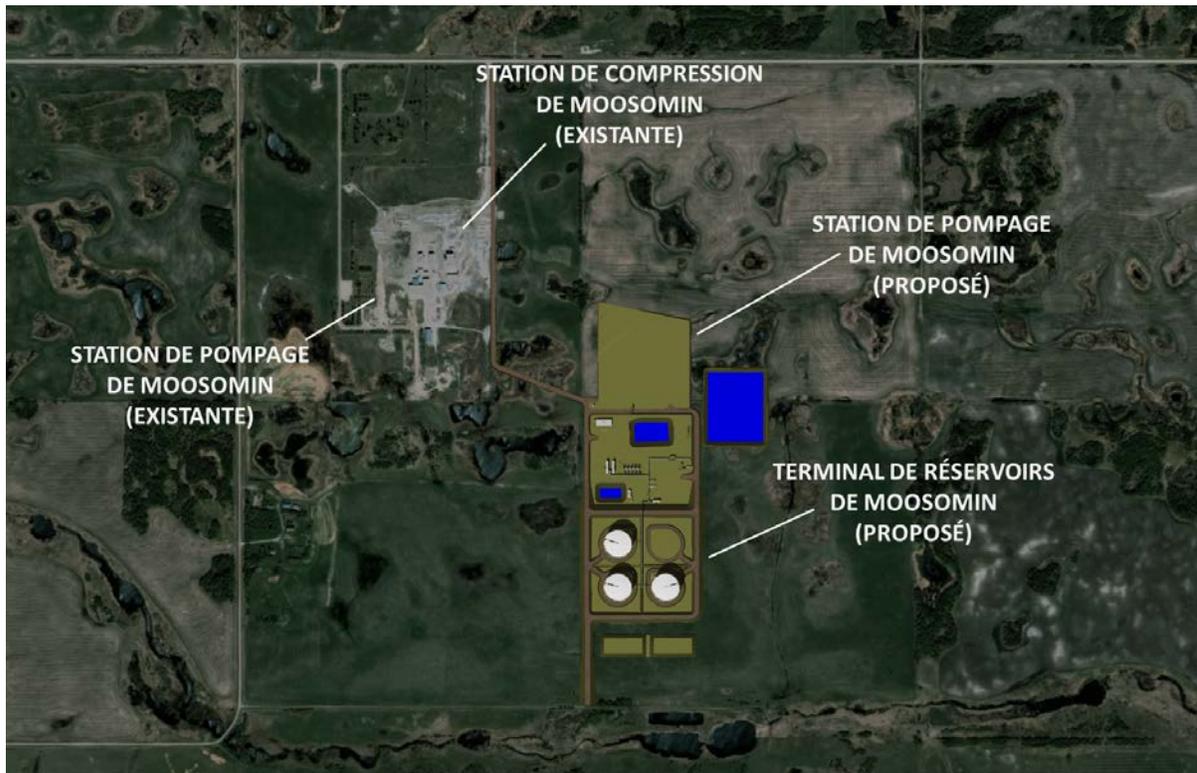
L'emplacement a été retenu en raison de sa proximité avec les installations existantes de TransCanada. On pourra accéder au site par les chemins de canton au nord et au sud de la route 600, par deux portails de 8 m de large.

Consultez le Tableau 5-7 pour connaître la latitude et la longitude du centre du terminal de réservoirs de Moosomin.

**Tableau 5-7 : Emplacement du terminal de réservoirs de Moosomin**

Latitude centrale <sup>1,2</sup>	Longitude centrale <sup>1,2</sup>
50°12' 17" N	101°28' 48" O
Remarques : 1. Les chiffres ont été arrondis. 2. Les coordonnées de latitude et de longitude se rapportent au centre de la station de pompage de Moosomin, située dans les limites du terminal de réservoirs de Moosomin.	

Une vue aérienne du terminal de réservoirs, de la station de compression et de la station de pompage de TransCanada à Moosomin est présentée à la Figure 5-3.



**Figure 5-3 : Vue aérienne du terminal de réservoirs, de la station de compression et de la station de pompage de Moosomin**

### 5.2.2 Description des opérations

Le pétrole arrivera de la canalisation latérale de Cromer par lots, et passera par un système de détection des lots, un réservoir de réception et un dispositif de détection des fuites, et sa pression sera réduite au moyen d'une soupape régulatrice de pression. En aval de cette soupape, la pression nominale sera donc moindre, permettant au pétrole de passer dans le collecteur de soupape, avant d'être envoyé vers les réservoirs de stockage. Des canalisations supplémentaires pourront être reliées au terminal de réservoirs en fonction des exigences commerciales.

Le terminal de réservoirs de Moosomin pourra également recevoir le pétrole provenant de l'Oléoduc Énergie Est lorsque les stations de pompage en amont seront arrêtées, afin de laisser passer un lot provenant de la canalisation latérale de Cromer. Une fois les stations de pompage en amont arrêtées, un lot contenant un même type de pétrole passera d'un ou plusieurs réservoirs aux pompes de charge (disposées en parallèle), puis dans la station de pompage de la canalisation principale de Moosomin, pour être envoyé vers l'Oléoduc Énergie Est.

Une fois que le lot au complet aura été inséré, les stations de pompage situées en amont du terminal de réservoirs de Moosomin seront relancées et la circulation du pétrole reprendra à partir de la canalisation latérale de Cromer pour remplir à nouveau les réservoirs de stockage.

Des vannes d'isolement seront installées sur les canalisations d'entrée du terminal de réservoirs de Moosomin et sur la canalisation de sortie reliant le terminal à la station de pompage de la canalisation principale. Ces vannes seront utilisées en cas d'urgence pour arrêter le flux de pétrole et pour isoler le terminal.

La Figure 5-4 illustre les principaux composants du terminal de réservoirs de Moosomin.

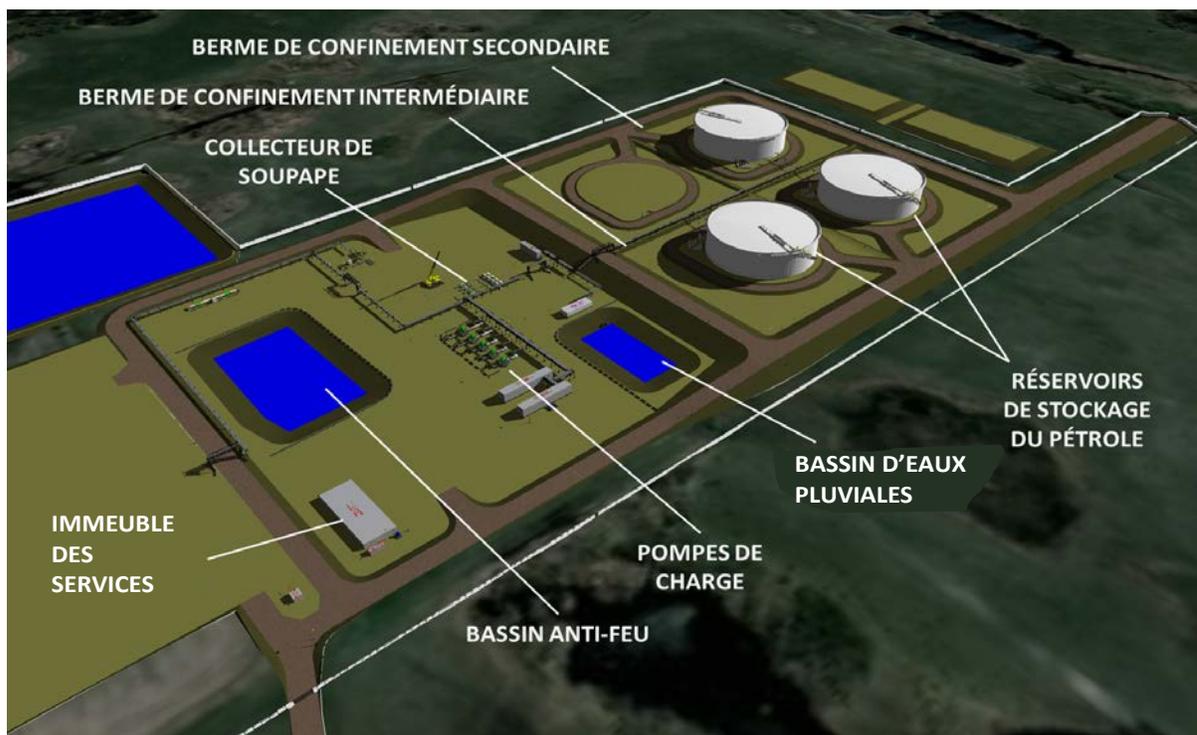


Figure 5-4 : Disposition conceptuelle du terminal de réservoirs de Moosomin

### 5.2.3 Équipement

Le Tableau 5-8 indique la taille et le nombre préliminaires des réservoirs de stockage de pétrole au terminal.

**Tableau 5-8 : Taille et nombre préliminaires des réservoirs de stockage de pétrole du terminal de réservoirs de Moosomin**

Réservoirs de stockage de 350 000 barils	Réservoirs de stockage de 500 000 barils	Nombre total de réservoirs de stockage de pétrole
3	0	3

Pour obtenir les caractéristiques techniques préliminaires des réservoirs, consulter la section 4.2.2.

Le nombre et la taille préliminaires des pompes et des moteurs électriques apparaissent au Tableau 5-9.

**Tableau 5-9 : Nombre et taille préliminaires des pompes et des moteurs du terminal de réservoirs Moosomin**

Nombre de pompes <sup>1</sup>	Puissance des moteurs électriques <sup>1</sup> (kW)	Service
5	700 kW	Pompage du pétrole vers la station de pompage de la canalisation principale ou pour le transfert entre les réservoirs
Remarque : 1. Le nombre de pompes et la puissance des moteurs seront confirmés au moment de la conception détaillée.		

### 5.2.4 Conduites

Pour obtenir une liste des caractéristiques techniques préliminaires des conduites, voir le Tableau 5-10.

**Tableau 5-10 : Caractéristiques techniques préliminaires des conduites du terminal de réservoirs de Moosomin**

Description des conduites	Diamètre extérieur (mm)	Pression nominale (kPa)	Épaisseur de la paroi (mm)	Classe de pression (PN)	Grade de matériau (MPa)
Conduite d'entrée de l'Oléoduc Énergie Est (avant la modification des caractéristiques)	914 (DN 36)	9 930	19,1	100	CSA Z245.1 Gr 448 CAT II
Conduite d'entrée de l'Oléoduc Énergie Est (après la modification des caractéristiques)	1 067 (DN 42)	1 900	12,7	20	CSA Z245.1 Gr 241 CAT II
Conduite d'entrée de la canalisation latérale de Cromer (avant la modification des caractéristiques)	406 (DN 16)	9 930	12,7	100	CSA Z245.1 Gr 290 CAT II
Conduite d'entrée de la canalisation latérale de Cromer (après la modification des caractéristiques), conduite de refoulement de la pompe de transfert entre les réservoirs	406 (DN 16)	1 900	9,5	20	CSA Z245.1 Gr 241 CAT II
Collecteur d'aspiration des pompes de charge, canalisations bidirectionnelles reliant chaque réservoir de stockage du pétrole au collecteur de soupape	1 219 (DN 48)	1 900	12,7	20	CSA Z245.1 Gr 241 CAT II
Conduites d'aspiration des pompes de charge, tuyauterie reliant le collecteur de refoulement des pompes de charge aux conduites d'aspiration des pompes de la canalisation principale	914 (DN 36)	1 900	9,5	20	CSA Z245.1 Gr 241 CAT II
Conduites d'aspiration des pompes de transfert entre les réservoirs	457 (DN 18)	1 900	9,5	20	CSA Z245.1 Gr 241 CAT II
Conduites de refoulement des pompes de charge	508 (DN 20)	1 900	9,5	20	CSA Z245.1 Gr 241 CAT II

### 5.2.5 Bâtiments et abris

Le Tableau 5-11 contient une liste des bâtiments du terminal de réservoirs.

**Tableau 5-11 : Liste préliminaire des bâtiments du terminal de réservoirs de Moosomin**

Bâtiment	Fonction	Dimensions approximatives <sup>1</sup> (m)	Quantité
Bâtiment de services	Installations du personnel et salle de communications	38 x 16	1
Bâtiment d'entreposage	Espace d'entreposage	7 x 2	1
Abri du dispositif d'entraînement à fréquence variable	Équipement de distribution de l'alimentation	30 x 5	2
Abri d'équipement électrique	Équipement de distribution de l'alimentation	17 x 4	2
Bâtiment des pompes à incendie/à mousse	Équipement d'extinction des incendies à la mousse ignifuge	15 x 6	1
Remarque : 1. La taille des bâtiments sera confirmée lors de la conception détaillée.			

Le Tableau 5-12 contient le diagramme des opérations, le plan du terrain et la photographie aérienne du terminal de réservoirs de Moosomin, qui figurent également dans les Annexes Vol 6-94 à Vol 6-96.

**Tableau 5-12 : Dessins préliminaires du terminal de réservoirs de Moosomin**

Titre du dessin	Type de dessin	Numéro de dessin	Numéro de l'annexe
Information générale	Légende	4932-01-00-01-100	Vol 6-90
Terminal de réservoirs de Moosomin d'Énergie Est	Diagramme des opérations	4874-01-00-01-100	Vol 6-94
Terminal de réservoirs de Moosomin d'Énergie Est	Plan du terrain	4874-01-00-03-100	Vol 6-95
Terminal de réservoirs de Moosomin d'Énergie Est	Photographie aérienne	1-0018-14	Vol 6-96

### 5.3 TERMINAL DE RÉSERVOIRS DE CACOUNA

Le terminal sera une installation de stockage du pétrole qui accueillera des lots de pétrole lourd et léger provenant de l'Oléoduc Énergie Est en vue de leur chargement sur des pétroliers au terminal maritime de Cacouna. Ce terminal de réservoirs permettra également de réinjecter le pétrole provenant des pétroliers dans l'Oléoduc Énergie Est par l'intermédiaire de la station de pompage de la canalisation principale de Cacouna.

### 5.3.1 Emplacement

Le terminal sera situé près de la ville de Cacouna, au Québec, sur la propriété acquise par TransCanada. Il sera possible d'y accéder du sud par l'avenue du Port, depuis l'autoroute 20, et du nord par la rue Principale Est, au moyen de deux portails d'entrée.

Cet emplacement a été choisi en raison de sa situation dans une zone industrielle et de sa proximité immédiate avec le terminal maritime proposé de Cacouna.

Consulter le Tableau 5-13 pour connaître la latitude et la longitude au centre du terminal de réservoirs de Cacouna.

**Tableau 5-13 : Emplacement du terminal de réservoirs de Cacouna**

Latitude centrale <sup>1,2</sup>	Longitude centrale <sup>1,2</sup>
47°55' 14" N	69°28' 33" O
Remarques : 1. Les chiffres ont été arrondis. 2. Les coordonnées de latitude et de longitudes se rapportent au centre de la station de pompage proposée de Cacouna, située dans les limites du terminal de réservoirs de Cacouna	

La Figure 5-5 montre une vue aérienne du terminal de réservoirs de Cacouna et son emplacement par rapport au terminal maritime de Cacouna.

### 5.3.2 Description des opérations

Le pétrole arrivera au terminal de réservoirs de Cacouna par l'Oléoduc Énergie Est. Il passera par un système de détection des lots, un réservoir de réception et un dispositif de détection des fuites, et sa pression sera réduite au moyen d'une soupape régulatrice de pression. En aval de cette soupape, la pression nominale sera donc moindre, permettant au pétrole de passer dans un collecteur de soupape, avant d'être envoyé vers les réservoirs de stockage du pétrole.

Un lot contenant un même type de pétrole passera d'un ou plusieurs réservoirs aux pompes de chargement portuaire (disposées en parallèle), puis à travers les installations de comptage de transfert de propriété, avant d'être transporté au terminal maritime. Un pipeline d'interconnexion de 5 km de long reliera le terminal de réservoirs au terminal maritime de Cacouna.

Pour obtenir une description du pipeline d'interconnexion de Cacouna, consulter la Section 3 du Volume 4, intitulée Renseignements spécifiques relatifs au pipeline.

Lorsqu'il sera nécessaire de réinjecter du pétrole dans l'Oléoduc Énergie Est, le pétrole passera dans les pompes de charge de la station de pompage de la canalisation principale de Cacouna et sera ensuite acheminé dans l'oléoduc.

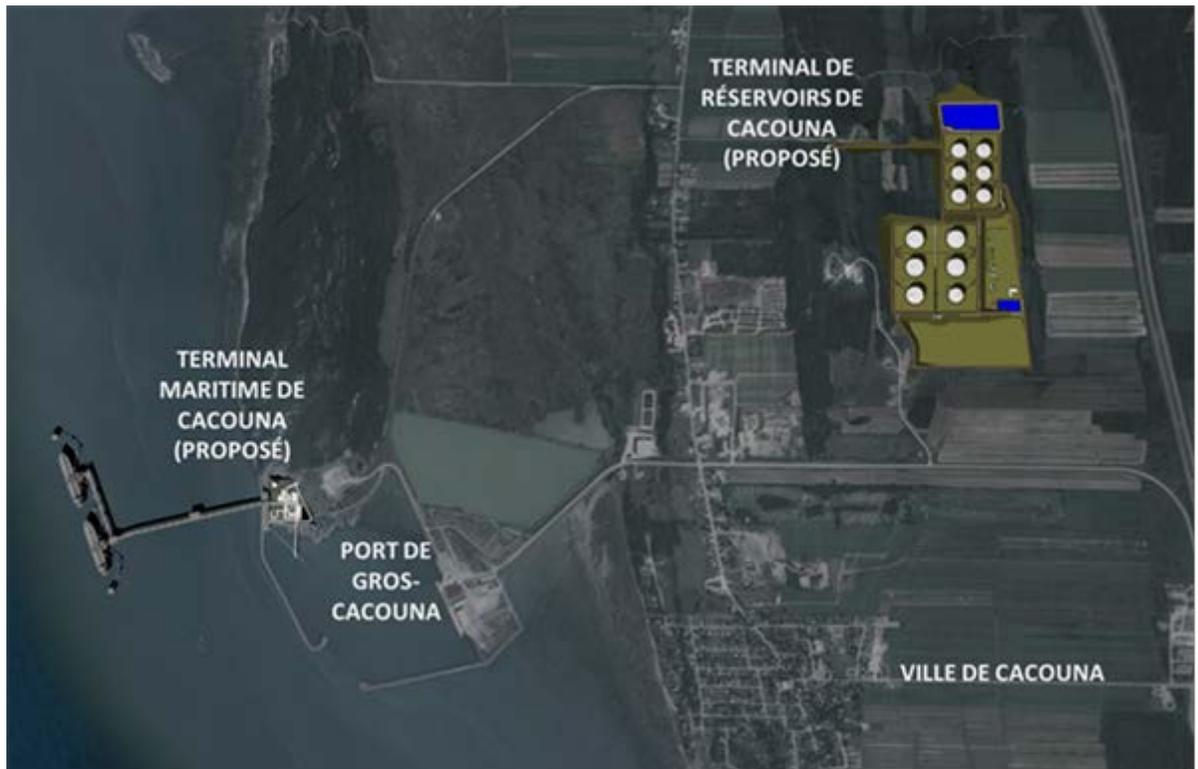


Figure 5-5 : Terminal de réservoirs de Cacouna par rapport au terminal maritime de Cacouna

Des vannes d'isolement seront installées sur la canalisation d'entrée du terminal de réservoirs de Cacouna et sur les canalisations de sortie. Ces vannes seront utilisées en cas d'urgence pour arrêter le flux de pétrole et isoler le terminal de réservoirs.

La Figure 5-6 illustre les composants principaux du terminal de réservoirs de Cacouna.

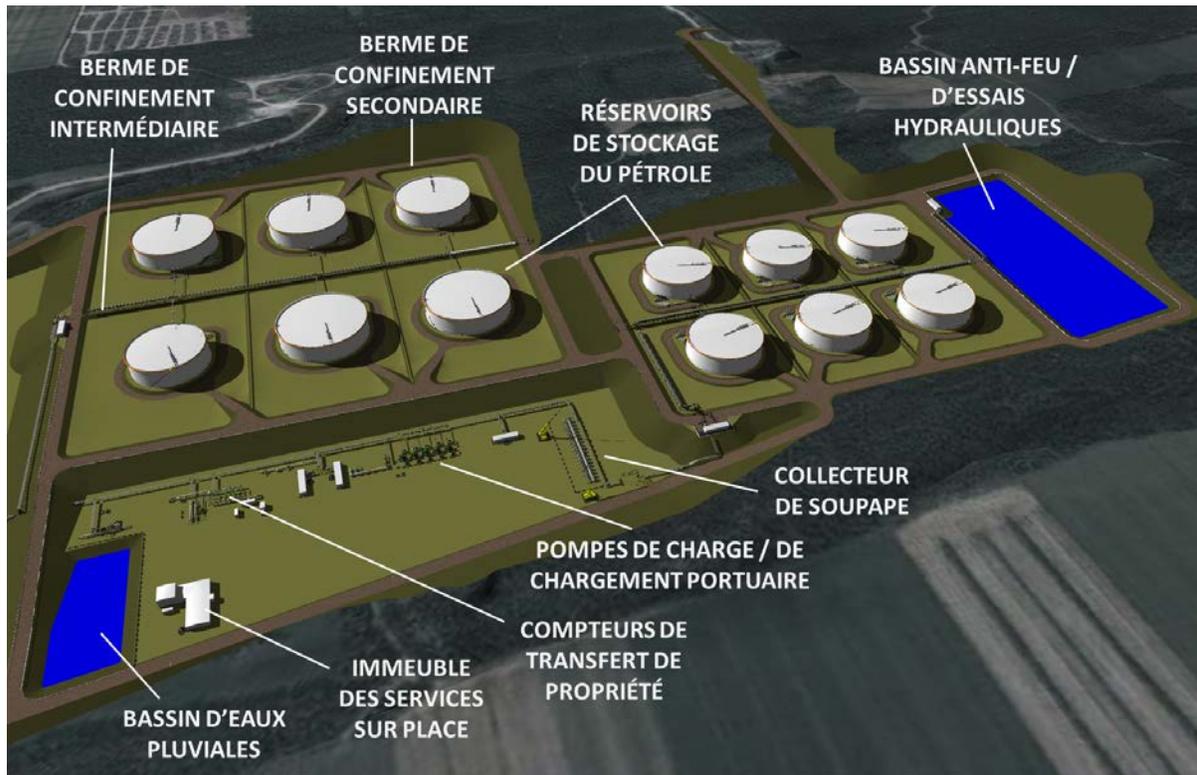
### 5.3.3 Équipement

La taille et le nombre préliminaires de réservoirs de stockage du pétrole au terminal sont indiqués au Tableau 5-14.

Tableau 5-14 : Taille et nombre préliminaires des réservoirs de stockage du pétrole au terminal de réservoirs de Cacouna

Réservoirs de stockage de 350 000 barils	Réservoirs de stockage de 500 000 barils	Nombre total de réservoirs de stockage de pétrole
7	5	12

Pour obtenir les caractéristiques techniques préliminaires des réservoirs, consulter la section 4.2.2.



**Figure 5-6 : Disposition conceptuelle du terminal de réservoirs de Cacouna**

Le nombre et la puissance préliminaires des pompes et des moteurs électriques apparaissent au Tableau 5-15.

**Tableau 5-15 : Nombre et taille préliminaires des pompes et des moteurs au terminal de réservoirs de Cacouna**

Nombre de pompes <sup>1</sup>	Puissance des moteurs électriques <sup>1</sup> (kW)	Service
5	2 000 kW	Pompage du pétrole vers le terminal maritime, la station de pompage de la canalisation principale ou pour le transfert entre les réservoirs.
Remarque : 1. Le nombre de pompes et la taille des moteurs seront confirmés lors de la conception détaillée.		

### 5.3.4 Conduites

Pour obtenir une liste des caractéristiques techniques préliminaires des conduites, consulter le Tableau 5-16.

**Tableau 5-16 : Caractéristiques techniques préliminaires des conduites du terminal de réservoirs de Cacouna**

Description des conduites	Diamètre extérieur (mm)	Pression nominale (kPa)	Épaisseur de la paroi (mm)	Classe de pression (PN)	Grade de matériau (MPa)
Conduite d'entrée de l'Oléoduc Énergie Est (avant la modification des caractéristiques)	1 067 (DN 42)	8 450	15,9	100	CSA Z245.1 Gr 483 CAT II
Conduite d'entrée de l'Oléoduc Énergie Est (avant la modification des caractéristiques)	914 (DN 36)	8 450	15,9	100	CSA Z245.1 Gr 448 CAT II
Conduite d'entrée de l'Oléoduc Énergie Est (après la modification des caractéristiques)	914 (DN 36)	1 900	9,5	20	CSA Z245.1 Gr 241 CAT II
Collecteur d'aspiration des pompes de chargement portuaire, canalisations bidirectionnelles reliant chaque réservoir de stockage du pétrole au collecteur de soupape	1 219 (DN 48)	1 900	9,5	20	CSA Z245.1 Gr 241 CAT II
Conduites d'aspiration des pompes de chargement portuaire	610 (DN 24)	1 900	12,7	20	CSA Z245.1 Gr 241 CAT II
Conduites de refoulement des pompes de chargement portuaire	508 (DN 20)	4 960	12,7	50	CSA Z245.1 Gr 241 CAT II
Tuyauterie du collecteur de refoulement des pompes de chargement portuaire aux conduites d'aspiration de la pompe de la canalisation principale	914 (DN 36)	4 960	12,7	50	CSA Z245.1 Gr 359 CAT II
Conduites de refoulement de la pompe de transfert entre les réservoirs	457 (DN 18)	1 900	9,5	20	CSA Z245.1 Gr 241 CAT II

### 5.3.5 Bâtiments et abris

Le Tableau 5-17 contient une liste des bâtiments pour le terminal de réservoirs de Cacouna.

**Tableau 5-17 : Liste préliminaire des bâtiments du terminal de réservoirs de Cacouna**

Bâtiment	Fonction	Dimensions approximatives <sup>1</sup> (m)	Quantité
Bâtiment de services	Installations du personnel et salle de communications	37 x 32	1
Bâtiment d'entreposage	Entreposage	7 x 2	1
Abri du dispositif d'entraînement à fréquence variable	Équipement de distribution de l'alimentation	40 x 5	2
Abri d'équipement électrique	Équipement de distribution de l'alimentation	20 x 4	2
Abri d'équipement électrique	Équipement de distribution de l'alimentation	22 x 4	1
Bâtiment des pompes à incendie/à mousse	Équipement d'extinction des incendies à la mousse ignifuge	15 x 6	1
Bâtiment de mesure de la qualité	Équipement d'échantillonnage et d'autres équipements reliés à la qualité du pétrole	11 x 3	1
Bâtiment du laboratoire du jaugeur	Laboratoire d'analyse des échantillons d'hydrocarbure	6 x 4	1
Bâtiment d'entreposage frigorifique	Entreposage	7 x 2	1
Remarque :			
1. La taille des bâtiments sera confirmée à la conception détaillée.			

### 5.3.6 Dessins et cartes de référence

Le Tableau 5-18 contient une légende, des diagrammes des opérations, un plan du terrain et une photographie aérienne du terminal de réservoirs de Cacouna, qui figurent également dans les Annexes Vol 6-97 à Vol 6-99.

**Tableau 5-18 : Dessins préliminaires du terminal de réservoirs de Cacouna**

Titre du dessin	Type de dessin	Numéro du dessin	Numéro de l'annexe
Information générale	Légende	4932-01-00-01-100	Vol 6-90
Terminal de réservoirs de Cacouna pour l'Oléoduc Énergie Est	Diagramme des opérations	16384-01-00-01-100 16384-01-00-01-101	Vol 6-97
Terminal de réservoirs de Cacouna pour l'Oléoduc Énergie Est	Plan du terrain	16384-01-00-03-100	Vol 6-98
Terminal de réservoirs de Cacouna pour l'Oléoduc Énergie Est	Photographie aérienne	13-23-156-09	Vol 6-99

## 5.4 TERMINAL DE RÉSERVOIRS DE SAINT-JOHN

Le terminal de réservoirs de Saint John sera une installation de stockage du pétrole qui accueillera des lots de pétrole lourd et léger en vue de leur chargement sur des pétroliers au terminal maritime Énergie Est Canaport. Ce terminal de réservoirs permettra d'approvisionner en pétrole les installations d'Irving Canaport à partir des réservoirs de stockage de pétrole. Le pétrole pourra également être acheminé jusqu'aux installations d'Irving Canaport directement depuis l'Oléoduc Énergie Est.

### 5.4.1 Emplacement

Le terminal sera situé à environ 7 km au sud-est de la ville de Saint John (Nouveau-Brunswick). Il sera possible d'y accéder par l'est par la route Red Head et par l'ouest, par la route Anthony's Cove, au moyen de deux portails de 8 m de large. Cette zone comprend le terminal de gaz naturel liquéfié d'Irving Oil et les installations d'Irving Canaport, un terminal maritime de réception du pétrole brut en eaux profondes.

Le terminal sera situé sur un terrain loué d'Irving Oil, dont les coordonnées centrales sont indiquées au Tableau 5-19.

**Tableau 5-19 : Emplacement du terminal de réservoirs de Saint John**

Latitude centrale	Longitude centrale
45°13' 29" N	65°59' 53" O
Remarque : Les chiffres ont été arrondis.	

Cet emplacement a été choisi en raison de sa proximité avec les installations existantes d'Irving Oil Canaport et le terminal maritime de Saint John. La Figure 5-7 montre une vue aérienne du terminal de réservoirs de Saint John et son emplacement par rapport au terminal maritime d'Énergie Est de Canaport.

### 5.4.2 Description des opérations

Le pétrole arrivera au terminal de réservoirs de Saint John par l'Oléoduc Énergie Est. Il passera par un système de détection des lots, un réservoir de réception et un dispositif de détection des fuites, et sa pression sera réduite au moyen d'une soupape régulatrice de pression. En aval de cette soupape, la pression nominale sera donc moindre, permettant au pétrole de passer dans le collecteur de soupape, avant d'être réparti dans les réservoirs de stockage selon le type de lot, ou directement dans les réservoirs de la raffinerie existante par l'intermédiaire des compteurs de transfert de propriété.

Un lot contenant un même type de pétrole passera d'un ou plusieurs réservoirs aux pompes de chargement portuaire, puis dans les installations de comptage de transfert de propriété, avant d'être acheminé vers le terminal maritime Énergie Est Canaport.

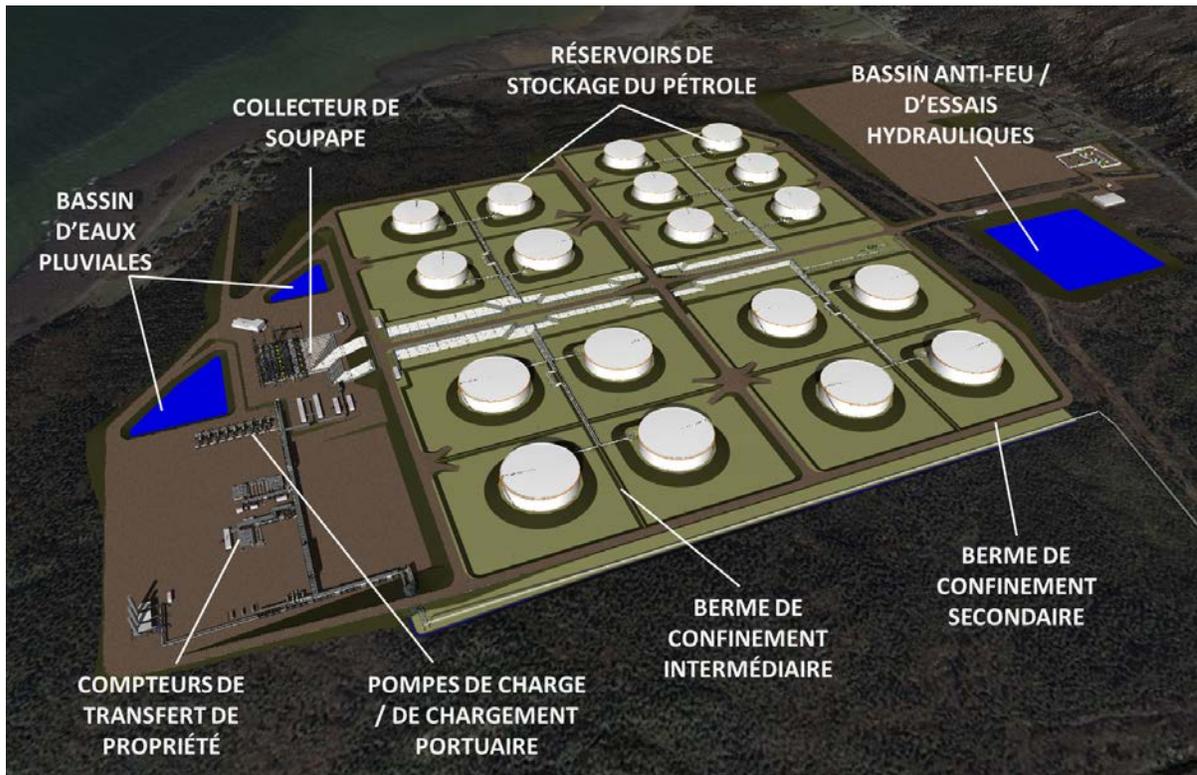
Deux canalisations parallèles au-dessus du sol de 2,2 km de long permettront de relier le terminal de réservoirs de Saint John au terminal maritime Énergie Est Canaport. Consultez la Section 3 du Volume 4 intitulée Renseignements spécifiques relatifs au pipeline pour une description de ces pipelines d'interconnexion.

Un lot contenant un même type de pétrole passera d'un ou plusieurs réservoirs aux pompes de transfert, puis dans les installations de comptage de transfert de propriété, avant d'être acheminé vers les réservoirs d'Irving Canaport. Une canalisation au-dessus du sol de 1,5 km de long reliera le terminal de réservoirs de Saint John aux réservoirs d'Irving Canaport. Consultez la Section 3 du Volume 4 intitulée Renseignements spécifiques relatifs au pipeline pour une description de ce pipeline d'interconnexion.

Des vannes d'isolement seront installées sur la canalisation d'entrée du terminal de réservoirs de Saint John et sur les canalisations de sortie. Ces vannes seront utilisées en cas d'urgence pour arrêter le flux de pétrole et isoler le terminal de réservoirs. La Figure 5-8 indique les principaux composants du terminal de réservoirs de Saint John.



Figure 5-7 : Terminal de réservoirs de Saint John et terminal maritime Énergie Est Canaport



**Figure 5-8 : Disposition conceptuelle du terminal de réservoirs de Saint John**

### 5.4.3 Équipement

Le Tableau 5-20 contient une liste de la taille et du nombre préliminaires des réservoirs de stockage du pétrole au terminal.

**Tableau 5-20 : Taille et nombre préliminaires des réservoirs de stockage du pétrole au terminal de réservoirs de Saint John**

Réservoirs de stockage de 350 000 barils	Réservoirs de stockage de 500 000 barils	Nombre total de réservoirs de stockage du pétrole
9	9	18

Pour obtenir les caractéristiques techniques préliminaires des réservoirs, consulter la section 4.2.2.

Le Tableau 5-21 contient une liste du nombre et de la taille préliminaires des pompes et des moteurs électriques.

**Tableau 5-21 : Nombre et taille préliminaires des pompes et des moteurs du terminal de réservoirs de Saint John**

Nombre de pompes <sup>1</sup>	Taille des moteurs électriques <sup>1</sup> (kW)	Service
7	2 100 kW	Pompage du pétrole vers le terminal maritime
2	900 kW	Pompage du pétrole vers les réservoirs du terminal Irving Canaport ou pour le transfert entre des réservoirs
Remarque : 1. Le nombre de pompes et la taille des moteurs seront confirmés au moment de la conception détaillée.		

#### 5.4.4 Conduites

Pour obtenir une liste des caractéristiques techniques préliminaires des conduites, consulter le Tableau 5-22.

**Tableau 5-22 : Caractéristiques techniques préliminaires des conduites du terminal de réservoirs de Saint John**

Description des conduites	Diamètre extérieur (mm)	Pression nominale (kPa)	Épaisseur de la paroi (mm)	Classe de pression (PN)	Grade de matériau (MPa)
Conduite d'entrée de l'Oléoduc Énergie Est (avant la modification des caractéristiques)	1 067 (DN 42)	8 450	15,9	100	CSA Z245.1 Gr 483 CAT II
Conduite d'entrée de l'Oléoduc Énergie Est (avant la modification des caractéristiques)	914 (DN 36)	8 450	15,9	100	CSA Z245.1 Gr 448 CAT II
Conduite d'entrée de l'Oléoduc Énergie Est (après la modification des caractéristiques)	914 (DN 36)	1 900	9,5	20	CSA Z245.1 Gr 241 CAT II
Collecteur d'aspiration des pompes de chargement portuaire, canalisations bidirectionnelles reliant chaque réservoir de stockage du pétrole au collecteur de soupape	1 219 (DN 48)	1 900	12,7	20	CSA Z245.1 Gr 241 CAT II

**Tableau 5-22 : Caractéristiques techniques préliminaires des conduites du terminal de réservoirs de Saint John (suite)**

Description des conduites	Diamètre extérieur (mm)	Pression nominale (kPa)	Épaisseur de la paroi (mm)	Classe de pression (PN)	Grade de matériau (MPa)
Conduites des pompes de chargement portuaire, conduites et collecteur d'aspiration des pompes de transfert	610 (DN 24)	1 900	9,5	20	CSA Z245.1 Gr 241 CAT II
Conduites et collecteur de refoulement des pompes de transfert	508 (DN 20)	4 960	9,5	50	CSA Z245.1 Gr 241 CAT II
Conduites de refoulement des pompes de chargement portuaire	610 (DN 24)	4 960	9,5	50	CSA Z245.1 Gr 290 CAT II
Collecteur de refoulement des pompes de chargement portuaire	1 219 (DN 48)	4 960	12,7	50	CSA Z245.1 Gr 414 CAT II

#### 5.4.5 Bâtiments et abris

Le Tableau 5-23 contient une liste des bâtiments pour le terminal de réservoirs de Saint John.

**Tableau 5-23 : Liste préliminaire des bâtiments du terminal de réservoirs de Saint John**

Bâtiment	Fonction	Dimensions approximatives <sup>1</sup> (m)	Quantité
Bâtiment des services	Installations du personnel et salle de communications	38 x 16	1
Bâtiment d'entreposage	Entreposage	7 x 2	1
Bâtiment administratif	Locaux pour le personnel	39 x 24	1
Abri du dispositif d'entraînement à fréquence variable	Équipement de distribution de l'alimentation	40 x 5	2
Abri d'équipement électrique	Équipement de distribution de l'alimentation	25 x 5	2
Abri d'équipement électrique	Équipement de distribution de l'alimentation	25 x 4	4
Bâtiment des pompes à incendie/à mousse	Équipement d'extinction des incendies à la mousse ignifuge	15 x 6	1
Bâtiment de mesure de la qualité	Équipement d'échantillonnage et d'autres équipements reliés à la qualité du pétrole	11 x 3	2

**Tableau 5-23 : Liste préliminaire des bâtiments du terminal de réservoirs de Saint John (suite)**

Bâtiment	Fonction	Dimensions approximatives <sup>1</sup> (m)	Quantité
Bâtiment du laboratoire du jaugeur	Laboratoire d'analyse des échantillons d'hydrocarbure	6 x 4	1
Bâtiment d'entreposage frigorifique	Espace d'entreposage	7 x 2	1
Remarque :			
1. La taille des bâtiments sera confirmée à la conception détaillée.			

#### 5.4.6 Dessins et cartes de référence

Le Tableau 5-24 contient des diagrammes des opérations, un plan du terrain et une photographie aérienne du terminal de réservoirs de Saint John, qui figurent également dans les Annexes Vol 6-100 à Vol 6-102.

**Tableau 5-24 : Dessins préliminaires du terminal de réservoirs de Saint John**

Titre du dessin	Type de dessin	Numéro du dessin	Numéro de l'annexe
Information générale	Légende	4932-01-00-01-100	Vol 6-90
Terminal de réservoirs de Saint John	Diagrammes des opérations	16371-01-00-01-100 16371-01-00-01-101 16371-01-00-01-102	Vol 6-100
Terminal de réservoirs de Saint John	Plan du terrain	16371-01-00-03-100	Vol 6-101
Terminal de réservoirs de Saint John	Photographie aérienne	1-0018-14	Vol 6-102

## 6.0 TERMINAUX MARITIMES - CONCEPTION GÉNÉRALE

La présente section décrit les deux terminaux maritimes qui seront construits dans le cadre du Projet. Un terminal maritime sera construit au Québec, et l'autre, au terminus situé à proximité de Saint John, au Nouveau-Brunswick. Ces terminaux maritimes seront dotés d'installations permettant de charger du pétrole dans des pétroliers à partir de terminaux de réservoirs côtiers.

Cette section présente les composantes et systèmes principaux, ainsi que les considérations et philosophies d'ordre technique qui seront généralement applicables à la conception des deux terminaux maritimes.

L'information est fondée sur la conception préliminaire et soutenue par les résultats initiaux des enquêtes sur le terrain. Des révisions et des précisions devraient être apportées à mesure que des données supplémentaires seront recueillies et évaluées et au fil de l'avancement de la conception technique détaillée.

### 6.1 COMPOSANTES ET SYSTÈMES PRINCIPAUX

Bien que les terminaux maritimes seront situés dans des provinces différentes et soumis à des conditions environnementales distinctes, nombre de systèmes et de philosophies de conception importantes sont les mêmes.

Pour plus d'information sur les activités des terminaux maritimes, consulter la Section 5 du Volume 7, Activités maritimes.

Les terminaux maritimes auront une composante extracôtière et une composante intertidale (côtière) et incluront les composantes principales suivantes :

- postes d'amarrage dotés des installations suivantes :
  - plateformes de chargement et plateformes auxiliaires
  - ducs d'albe d'accostage et d'amarrage
- pont sur chevalet reliant les postes d'amarrage en mer au rivage
- conduites et systèmes mécaniques associés au chargement du pétrole
- conduites et systèmes mécaniques associés à la gestion des vapeurs
- bâtiments et équipement électrique
- routes d'accès
- systèmes de sécurité
- équipement d'intervention d'urgence

Même s'ils sont situés aux terminaux de réservoirs, les pompes de chargement du pétrole et les systèmes de comptage pour le transfert de propriété sont décrits dans la présente section considérant que ceux-ci sont associés à l'exploitation des terminaux maritimes.

## **6.2 SÉCURITÉ ET PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT**

Des mesures de sécurité et de protection de l'environnement ont été intégrées à la conception des terminaux maritimes afin de réduire le risque que survienne un incident, comme un déversement de pétrole ou un incendie, ainsi que les effets potentiels d'une vue d'ensemble d'un incident, le cas échéant. Un aperçu de ces mesures se trouve aux articles 6.2.1 à 6.2.4.

De plus amples renseignements sont fournis dans les descriptions des composants dans la section 7, Terminaux Maritimes – Renseignements spécifiques relatifs au site.

### **6.2.1 Mesures de prévention et d'atténuation des déversements de pétrole**

Les composantes utilisées pour entreposer le pétrole, transférer le pétrole entre les terminaux de réservoirs et les terminaux maritimes et transporter le pétrole à l'intérieur des terminaux maritimes fournissent la protection primaire contre les déversements de pétrole. Ces composantes pressurisées, telles que les pompes, les compteurs, les conduites, les vannes et les bras de chargement, seront conçues et fabriquées conformément aux normes de l'industrie pour les conditions d'exploitation prévues.

À la suite de l'installation, les composantes sous pression formeront un système fermé. Le confinement de la pression sera obtenu grâce à l'épaisseur des parois et à la résistance de l'acier utilisé pour chacune des composantes, qui seront conçues afin de résister à la pression d'exploitation maximale du système. La conception respectera la norme CSA Z662-11.

De nombreuses mesures de nature technique ont été incluses dans la conception de ces installations afin de réduire la perte du produit, dont les suivantes :

- système de détection des fuites de pétrole permettant de détecter les fuites potentielles dans les conduites reliant les terminaux de réservoirs et les bras de chargement
- réseau de tuyaux de drainage servant à recueillir le pétrole fuyant des pompes et des conduites
- système de confinement secondaire composé d'une plateforme et de bordures en béton installées sous l'ensemble des brides et de l'équipement de transport du pétrole ou de gestion de la vapeur dans la zone extracôtère
- système d'aide à l'accostage permettant de mesurer la vitesse des pétroliers ainsi que leur distance et leur angle d'approche par rapport au poste d'amarrage

- système de surveillance de la tension des crochets d'amarrage servant à informer l'opérateur du poste d'amarrage et l'équipage des pétroliers de la tension des amarres et permettant l'ajustement des amarres avant qu'un incident survienne
- système de surveillance de l'environnement maritime transmettant en temps réel de l'information météorologique et océanographique permettant de s'assurer que les pétroliers ne tentent pas d'accoster ou de quitter le quai si les conditions (vent, vagues ou courants) ne sont pas sécuritaires

L'intégrité des composantes sous pression sera vérifiée pendant la fabrication, la construction et la mise en service, notamment au moyen des mesures suivantes :

- mise en œuvre du programme de gestion de la qualité de TransCanada pour la vérification des matériaux et des méthodes de fabrication
- application des revêtements sur la surface de l'oléoduc et installation de systèmes de protection cathodique afin de prévenir la corrosion
- essais hydrostatiques des conduites et des réservoirs pendant la construction

Les mesures opérationnelles incluront ce qui suit :

- exploitation conforme aux pressions approuvées de la conception technique
- mise en œuvre du programme de gestion de l'intégrité de TransCanada
- s'assurer que tous les pétroliers sont dotés de multiples dispositifs de prévention des déversements de pétrole, comme des doubles coques et des citernes à cargaison compartimentées.

Les terminaux maritimes seront par ailleurs dotés d'équipements d'intervention en cas de déversement et de confinement des déversements appropriés, conformément aux exigences applicables aux installations de manutention d'hydrocarbures aux termes de la *Loi sur la marine marchande du Canada (2001)*.

Cet équipement inclura ce qui suit :

- barrières flottantes
- navires d'intervention en cas de déversement
- la capacité de déploiement

Les capacités d'intervention en cas d'urgence sont plus amplement décrites à la Section 6 du Volume 7, Préparation et intervention en cas d'urgence.

### **6.2.2 Mesures de prévention des incendies et d'atténuation**

La principale mesure de prévention des incendies consiste à réduire les vapeurs émises par les composantes contenant du pétrole et à éliminer les sources d'inflammation potentielles à proximité de celles-ci. Comme il est décrit ci-dessus à l'alinéa 6.2.1, Mesures de prévention et d'atténuation des déversements de pétrole, les

composantes sous pression formeront un système fermé. L'équipement électrique sera séparé des composantes contenant du pétrole ou comportera des dispositifs de protection permettant son exploitation sécuritaire lorsqu'il sera installé à proximité de composantes contenant du pétrole.

Les bras de chargement du pétrole seront dotés de parafoudres afin de les protéger contre la foudre. Les bras de chargement seront également équipés de brides isolantes afin d'éviter que des étincelles surviennent au moment du branchement avec le collecteur d'un pétrolier.

Toutes les vannes d'isolement seront munies d'un dispositif anti-incendie. En cas d'incendie, si le joint d'étanchéité souple principal est endommagé, un deuxième joint d'étanchéité en métal résistant au feu assurera l'étanchéité.

Les événements des réservoirs collecteurs seront équipés des dispositifs anti-retour de flamme afin d'éviter l'inflammation des vapeurs dans les réservoirs collecteurs.

Les plateformes de chargement seront dotées de détecteurs d'incendie. Des détecteurs de chaleur et de fumée seront installés dans les abris pour l'équipement électrique et une alarme sera transmise au terminal maritime et au CCO si de la chaleur ou de la fumée sont détectées. En cas d'incendie, le système d'arrêt d'urgence sera activé. De plus amples renseignements sur le système d'arrêt d'urgence se trouvent dans la section 6.3.2, Système d'arrêt d'urgence. Un système de distribution d'eau et de mousse ignifuge sera installé sur les plateformes de chargement et dans la zone intertidale. Des bornes-fontaines seront installées le long du chevalet.

### **6.2.3 Sécurité**

Les mesures de sécurité mises en œuvre aux terminaux maritimes seront fondées sur le *Règlement sur la sûreté du transport maritime*, qui fournit un cadre permettant de détecter les menaces à la sécurité et de prendre des mesures en vue de prévenir les incidents de sécurité qui pourraient affecter les navires, leurs installations et les infrastructures connexes. Transport Canada, avec l'autorisation du ministre du Transport, procédera à l'évaluation de la sûreté des installations maritimes avant la mise en service des terminaux maritimes. Les mesures de sécurité précises seront déterminées à la lumière de cette évaluation. L'accès véhiculaire aux terminaux maritimes sera réservé au personnel et aux visiteurs autorisés.

### **6.2.4 Considérations géotechniques**

Des études géotechniques des emplacements des terminaux maritimes sont prévues au deuxième semestre de 2014 et en 2015. Ces études fourniront de l'information sur le sous-sol pour les composantes extracôtières et côtières des terminaux maritimes. Les méthodes d'enquête et de conception seront conformes au *Code national du bâtiment du Canada* en ce qui a trait à la composante côtière des terminaux maritimes.

En ce qui a trait à la composante extracôtère, le *Code national du bâtiment du Canada*, la norme CAN/CSA-ISO 19906:11, *Industries du pétrole et du gaz naturel - Structures arctiques en mer*, les normes de l'American Petroleum Institute (API) et d'autres codes de conception et lignes directrices de l'industrie seront utilisés.

Les études géotechniques et la conception porteront principalement sur les éléments clés suivants :

- Conditions du sous-sol : l'information tirée des forages et des échantillons du sol sera recueillie et évaluée afin d'établir la nature du sous-sol, de vérifier la présence de matière indésirable ou de tassement, et de déterminer si le sous-sol convient au type de fondation conçu.
- Stabilité des pentes : les revêtements ou les pentes dans le tracé de l'oléoduc ou à proximité immédiate de l'oléoduc seront examinés afin de s'assurer de la stabilité des nouvelles structures et de repérer les zones d'instabilité et les zones dans lesquelles les pentes existantes doivent être modifiées.
- Sismicité : l'activité sismique à chaque emplacement sera évaluée afin de déterminer l'intensité potentielle des événements sismiques futurs et les répercussions qu'ils pourraient avoir sur les terminaux.
- Autres géorisques : le risque d'affaissement et de perte de résistance du sol en raison du potentiel de liquéfaction sera évalué au moyen de l'examen des conditions du sous-sol et de l'activité sismique potentielle.

Si les études géotechniques indiquent la présence de conditions non prévues dans la norme CSA Z662-11, Énergie Est fournira un rapport préparé par un ingénieur professionnel qualifié et une description des plans de conception et des mesures nécessaires pour protéger les terminaux maritimes.

### **6.3 CONTRÔLE**

Les terminaux maritimes seront surveillés et exploités par un personnel qualifié et dotés de systèmes intégrés d'automatisation et de détection des fuites. Des données sur les activités de chargement en mer et les systèmes de récupération de vapeur seront recueillies et évaluées sur place et à distance par le CCO au moyen du système de contrôle et d'acquisition de données (SCADA) afin de s'assurer de la sécurité et de la fiabilité des activités. Le système SCADA communiquera avec des automates programmables (PLC) installés aux terminaux maritimes.

Des PLC surveilleront et contrôleront de manière indépendante les séquences de démarrage et d'arrêt des pompes de chargement et le fonctionnement des bras de chargement. Ils comporteront des fonctions assurant l'exploitation et l'arrêt sécuritaires des terminaux maritimes. Les PLC réagiront aux commandes de démarrage et d'arrêt et aux consignes de pression émises.

Quatre PLC fonctionneront de concert pour surveiller et contrôler les terminaux maritimes :

- le PLC du terminal maritime, pour les activités de chargement du pétrole
- le PLC du système de gestion de la vapeur
- le PLC du dispositif de commutation, pour le fonctionnement de l'équipement à haute et à moyenne tension
- le PLC des postes d'amarrage, pour les activités d'accostage et d'amarrage et la surveillance environnementale

Un arrêt d'urgence sera automatiquement déclenché en cas de défaillance d'un PLC.

Un PLC de comptage surveillera et contrôlera le fonctionnement des stations de comptage, du compteur étalon et de l'équipement d'échantillonnage automatique. Il recevra de l'information transmise par les débitmètres informatisés et d'autres appareils de mesure et communiquera avec le PLC du terminal maritime et le système SCADA.

Un système de radio communication continu sera mis en place pour assurer les communications entre le pétrolier, le responsable du terminal et le CCO pendant les activités de chargement portuaires. Si le personnel qualifié n'est pas en mesure de réagir à une condition anormale, des systèmes automatisés déclencheront un arrêt d'urgence. Les activités de chaque emplacement sont décrites à la Section 5 du Volume 7, Activités maritimes.

### **6.3.1 Interface homme-machine**

Une interface homme-machine locale servira d'interface entre le personnel sur place et les PLC. Elle fournira un résumé des alarmes pour tous les dispositifs de chaque terminal maritime et tous les dispositifs liés aux systèmes de chargement du pétrole et de gestion de la vapeur. Elle permettra également le contrôle local de l'équipement pendant les activités d'entretien et de dépannage. L'interface homme-machine locale comportera un affichage graphique de l'exploitation qui inclura ce qui suit :

- information sur le fonctionnement des processus et de l'équipement
- alarmes et arrêts
- commandes et points de consignes

### **6.3.2 Système d'arrêt d'urgence**

Un système d'arrêt d'urgence arrêtera et isolera automatiquement un terminal maritime dans les situations suivantes :

- défaillance d'un PLC
- incendie confirmé dans l'abri pour l'équipement électrique
- niveau élevé du réservoir collecteur

- interruption de l'alimentation du système de contrôle
- surveillance de la position des bras de chargement
- défaillance du système de récupération de vapeur
- détection d'une fuite

L'arrêt d'urgence d'un terminal maritime pourra être déclenché à distance par le CCO au moyen du système SCADA ou par le personnel qualifié sur place au moyen de l'interface homme-machine ou des boutons-poussoirs manuels qui seront situés à des emplacements stratégiques des terminaux maritimes. Les emplacements exacts des boutons-poussoirs seront confirmés lors de la conception détaillée.

Les actions suivantes se produiront si l'arrêt d'urgence d'un terminal maritime est enclenché :

- arrêt des pompes de chargement en mer
- fermeture des vannes à action rapide situées dans les bras de chargement suivie de la fermeture des vannes d'isolation afin d'interrompre de manière sécuritaire l'écoulement du pétrole
- arrêt du système de gestion de la vapeur

Un système d'arrêt d'urgence à relais câblé indépendant prendra la relève en cas de défaillance de la logique d'arrêt d'urgence d'un PLC d'un terminal maritime. Ce système sera conçu de manière à reproduire la réponse du PLC en cas de défaillance.

Chaque pompe de chargement comportera un mécanisme d'arrêt d'urgence. Ce mécanisme pourra être enclenché à distance par le CCO au moyen du système SCADA ou par le personnel sur place au moyen de l'interface homme-machine ou de boutons-poussoirs manuels.

Les actions suivantes se produiront si l'arrêt d'urgence d'une pompe de chargement est enclenché :

- arrêt de la pompe
- isolation de la pompe au moyen de la fermeture des vannes d'aspiration et de refoulement de la pompe

Les systèmes d'arrêt d'urgence seront redondants, de sorte que la défaillance d'une des composantes du dispositif de déclenchement d'arrêt d'urgence susmentionnées entraînera automatiquement un arrêt d'urgence.

### **6.3.3 Systèmes de surveillance de l'amarrage**

Les systèmes d'amarrage et d'accostage seront partiellement automatisés. De plus amples renseignements sur le fonctionnement des terminaux maritimes pendant les

activités d'amarrage et d'accostage se trouvent à la Section 5 du Volume 7, Activités maritimes.

Les terminaux maritimes seront dotés d'un système d'aide à l'accostage visant à faciliter l'accostage des pétroliers. Ce système a pour objectif d'informer le pilote du pétrolier de la position du pétrolier par rapport au terminal de manière à ce que les manœuvres appropriées soient prises afin d'éviter d'endommager le pétrolier ou les structures d'accostage et de minimiser ainsi le risque de déversement de pétrole. Le système d'aide à l'accostage mesurera en temps réel la vitesse d'approche, la distance par rapport à la structure et l'angle d'approche d'un pétrolier jusqu'à une distance de 300 m du poste d'amarrage.

Des systèmes de surveillance de la tension des amarres surveilleront la tension des amarres des pétroliers amarrés. Ces systèmes indiqueront la tension des amarres fixées aux crochets d'amarrage et permettront à l'opérateur et à l'équipage du pétrolier d'évaluer l'intégrité du dispositif d'amarrage de manière à ce que l'équipage du pétrolier puisse prendre les mesures correctives nécessaires.

Des données météorologiques, comme la vitesse et la direction du vent, la température, la pression barométrique et la visibilité, de même que des données sur les vagues, les marées, les courants et la température de l'eau, seront mesurées aux deux terminaux. En outre, chaque terminal maritime sera équipé de courantomètres qui mesureront en temps réel la vitesse et la direction du courant. Ces données seront prises en compte pour accorder ou refuser l'accès au terminal maritime en fonction des conditions environnementales et permettront ainsi d'accroître la sécurité du processus d'approche et d'accostage des pétroliers.

Pendant le chargement du pétrole, un système de surveillance de la position des bras de chargement communiquera en temps réel des données sur les mouvements des bras de chargement, qui devront respecter les paramètres de fonctionnement. Ce système permettra à l'opérateur de surveiller les mouvements et de s'assurer qu'ils ne dépassent pas les limites permises en raison du roulis (oscillation d'un bord sur l'autre), du tangage (déplacement de haut en bas) ou du cavalement (déplacement dans le sens de la longueur) d'un pétrolier sous l'effet de la marée et du vent.

#### **6.3.4 Communications**

Un réseau de télécommunication étendu assurera la communication entre le système SCADA, les terminaux de réservoirs de stockage et les terminaux maritimes. Le CCO et les terminaux maritimes seront dotés d'un réseau étendu principal et d'un réseau étendu auxiliaire. Les services et l'infrastructure de télécommunication seront déterminés lors de la conception technique détaillée.

Des systèmes de communication radio navire-terre à très haute fréquence (VHF) installés dans le bâtiment principal du terminal maritime et les abris des opérateurs

des postes d'amarrage permettront de coordonner les manœuvres d'accostage sécuritaires, les activités de chargement et les interventions d'urgence. Les communications navire-terre seront transmises au CCO par un répéteur.

### 6.3.5 Systèmes auxiliaires

Dans le cadre de la présente demande, Énergie Est cherche à obtenir une exemption de l'application de l'article 17 du *Règlement sur les pipelines terrestres* pour les motifs énoncés ci-après.

En ce qui concerne les conduites de pétrole et de gaz combustible conformes à la CSA Z662-11, Énergie Est appliquera un programme d'essais 100 % non destructifs (END). Pour toutes les autres conduites, Énergie Est choisira les matériaux et concevra les joints d'étanchéité conformément à la norme ASME B31.3-2010, comme il est prévu aux alinéas 4.14.2.11, 5.1.1, 7.2.4 et 8.1.7 de la norme CSA Z662-11. Énergie Est s'assurera que les joints d'étanchéité sont examinés conformément à l'alinéa 7.10.3 de la norme CSA Z662-11.

En ce qui concerne les systèmes de conduites auxiliaires à plus faible risque, Énergie Est propose de soumettre à des END 15 % des soudures de production par jour pendant la construction. Cette façon de procéder est conforme à l'alinéa 7.2.5 de la norme CSA Z662-11 et ne mettra pas en péril la sécurité du public ou des employés de la société. De même, elle ne porte pas atteinte à la politique de TransCanada, en vertu de laquelle toutes les conduites doivent être soumises à des essais sous pression avant leur mise en service.

Les systèmes auxiliaires dont 15 % devront être soumis à des END sont indiqués dans le tableau 6-1. Ces systèmes fonctionnent sous de faibles contraintes et sont généralement assortis d'une instrumentation qui met automatiquement le système hors service et limite les fuites en cas de déversement.

**Tableau 6-1 : Spécifications, pression nominale et étendue des END des systèmes de conduites**

Système de conduites	Spécifications de TransCanada	Code de conception	Pression nominale (kPa)	Étendue des END (%)
Air d'instrumentation	TES-MATL-MD1, Tableau 12	ASME B31.3	1 035	15
Chauffage glycol/eau	TES-MATL-MD1, Tableau 11	ASME B31.3	414	15
Eau potable	TES-MATL-MD1, Tableau 10	ASME B31.3	550	15
Évaluation d'autres produits que le pétrole	TES-MATL-MD1, Tableau 13	ASME B31.3	550	15
Huile de graissage	TES-MATL-MD1, Tableau 7	ASME B31.3	1 035	15
Ventilation	TES-MATL-MD1, Tableau 11	S.O.	S.O.	15

## **7.0 TERMINAUX MARITIMES – RENSEIGNEMENTS SPÉCIFIQUES RELATIFS AU SITE**

La présente section décrit les considérations et les activités de conception spécifiques au site pour les deux terminaux maritimes qui seront construits dans le cadre du Projet. Un terminal maritime sera situé au Québec, et l'autre, au terminus situé à proximité de Saint John, au Nouveau-Brunswick. Ces terminaux maritimes seront dotés d'installations permettant le changement du pétrole dans des pétroliers à partir de terminaux de réservoirs côtiers.

L'information est fondée sur la conception préliminaire et soutenue par les résultats initiaux des enquêtes sur le terrain. Des révisions et des précisions devraient être apportées à mesure que des données supplémentaires seront recueillies et évaluées et au fil de l'avancement de la conception technique détaillée.

### **7.1 TERMINAL MARITIME DE CACOUNA D'ÉNERGIE EST**

Le terminal maritime de Cacouna d'Énergie Est (le terminal maritime de Cacouna) sera un terminal de chargement du pétrole conçu pour effectuer le chargement, à partir d'un terminal de réservoirs de stockage côtier, du pétrole brut dans des pétroliers empruntant le fleuve Saint-Laurent.

#### **7.1.1 Emplacement**

Le terminal maritime de Cacouna sera situé à proximité de la municipalité de Cacouna, sur la rive-sud du fleuve Saint-Laurent, au Québec (voir l'annexe Vol. 6-103). La zone intertidale est située au nord du port de Gros Cacouna. L'emplacement a été choisi en raison de sa proximité des eaux navigables qui ne nécessiteront pas de dragage, en raison du fait que la profondeur d'eau appropriée est relativement proche de la rive et parce qu'il est situé près des opérations portuaires existantes.

La route d'accès principale du terminal maritime de Cacouna sera une nouvelle route à deux voies aménagée à partir de la route d'accès existante du port de Gros Cacouna, l'Avenue du Port. Cette route, qui sera le principal chemin de circulation à partir de l'autoroute publique, traversera l'installation intertidale clôturée et se rendra jusqu'au bâtiment de l'installation locale et au stationnement connexe. Dans la zone intertidale, des routes d'accès secondaires permettront la circulation des véhicules entre les bâtiments et le pont sur chevalets. Outre les routes principale et secondaires, des chemins carrossables pour l'accès occasionnel permettront d'accéder aux oxydeurs thermiques, aux réservoirs de gaz de pétrole liquéfiés, au poste de retrait des outils d'inspection interne et au réservoir de stockage de pétrole et une route périphérique permettra d'accéder à la jetée du port de Gros Cacouna.

Le Tableau 7-1 présente les longitudes et les latitudes du terminal maritime de Cacouna.

L'emplacement et l'orientation des postes d'amarrage ont été conçus afin de permettre la navigation, l'accostage et l'amarrage sécuritaires des pétroliers. Les facteurs suivants ont été pris en compte dans la conception :

- profondeur de l'eau (compte tenu de la marée), aire de manœuvre des pétroliers et cercle de giration des pétroliers
- proximité du port de Gros Cacouna
- orientation de l'amarrage par rapport à la direction du courant dominant, des vagues et à la charge de glace

**Tableau 7-1 : Emplacement du terminal maritime de Cacouna**

Description	Latitude centrale <sup>1</sup>	Longitude centrale <sup>1</sup>	Annexe
Zone intertidale	047°56'10" N	069°30'58" O	Vol 6-103
Poste d'amarrage 1	047°56'25" N	069°31'34" O	
Poste d'amarrage 2	047°56'35" N	069°31'26" O	
Remarque : 1. Les chiffres ont été arrondis.			

#### 7.1.2 Aires protégées désignées

Le terminal maritime de Cacouna sera situé à l'intérieur de l'habitat désigné de la population de bélugas du Saint-Laurent. Pêches et Océans Canada est responsable de la gestion de cette population et de son habitat essentiel connexe. L'aménagement dans ce secteur devra s'accompagner de mesures d'atténuations supplémentaires afin d'éviter ou de minimiser les effets négatifs potentiels. L'autorisation de Pêches et Océans Canada devra être obtenue pour construire et exploiter le terminal maritime de Cacouna.

La consultation avec les organismes de réglementation relativement à l'administration des aires protégées touchées, aux effets potentiels du Projet, aux enjeux associés au Projet et au processus d'approbation est en cours et devrait se poursuivre tout au long du Projet (voir les journaux de participation environnementale réglementaire présentés au Volume 11, Annexe Vol 11-2 à Vol 11-26).

De l'information supplémentaire sur les mesures d'atténuation qui ont été élaborées jusqu'à présent sera fournie dans le plan de protection de l'environnement qui sera soumis avec les rapports additionnels en novembre 2014.

### 7.1.3 Conception du terminal

Le terminal maritime est conçu pour accueillir des pétroliers de la classe Aframax (capacité d'environ 110 000 m<sup>3</sup> / 700 000 barils de pétrole) à la classe Suezmax (capacité d'environ 175 000 m<sup>3</sup> / 1,1 million de barils de pétrole). On prévoit que 175 pétroliers feront escale annuellement au terminal maritime de Cacouna. Les pétroliers seront chargés de manière séquentielle aux deux postes d'amarrage du terminal maritime. Le terminal maritime sera conçu de manière à composer avec les conditions environnementales présentes dans le fleuve Saint-Laurent, et plus particulièrement la glace hivernale. Des structures de protection contre la glace seront installées afin d'éloigner la glace des pétroliers à quai.

Le pétrole désigné à être chargé dans les pétroliers amarrés au terminal maritime proviendra du terminal de réservoirs de Cacouna, situé dans les terres à environ cinq kilomètres du terminal maritime. Le pétrole provenant d'un ou plusieurs réservoirs du terminal de réservoirs de Cacouna passera par les pompes de chargement portuaires et les compteurs pour le transfert de propriété.

Une fois mesuré, le pétrole sera transporté jusqu'au terminal maritime par une conduite de 1 067 mm (DN 42) qui traversera la zone intertidale et empruntera un pont sur chevalets jusqu'aux plateformes de chargement, conformément à ce qui sera déterminé pendant la conception détaillée. Une conduite de déplacement du pétrole suivra un tracé parallèle à la conduite de transport du pétrole brut des plateformes de chargement jusqu'à la zone intertidale et sera connectée à un réservoir de stockage de pétrole, ce qui permettra de déplacer le pétrole déjà chargé dans la conduite de transport du pétrole brut afin de le remplacer par du pétrole d'une densité différente, si cela est nécessaire pour le pétrolier suivant.

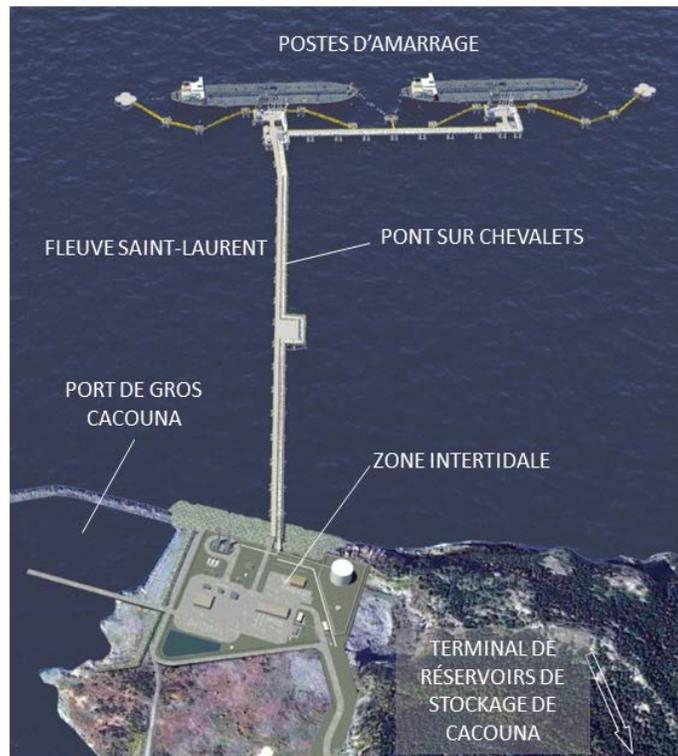
À chaque plateforme de chargement, la conduite de 1 067 mm (DN 42) sera connectée à un collecteur doté de trois conduites de 406 mm (DN 16) alimentant les bras de chargement du pétrole. Chaque conduite comportera une vanne de régulation permettant de contrôler le débit du pétrole. Le bras de chargement sera connecté au collecteur du pétrolier au moyen de raccords à connexion et déconnexion rapides.

Des vannes d'isolement motorisées seront situées dans la conduite entrant dans le terminal en provenance de la zone intertidale, sur les plateformes de chargement des postes d'amarrage et en amont des bras de chargement. Ces vannes fourniront une protection supplémentaire en cas d'urgence en permettant l'interruption du débit du pétrole et l'isolement du terminal.

Le débit de chargement maximal du terminal maritime sera de 9 600 m<sup>3</sup>/h (60 400 barils/h).

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

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



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

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

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

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

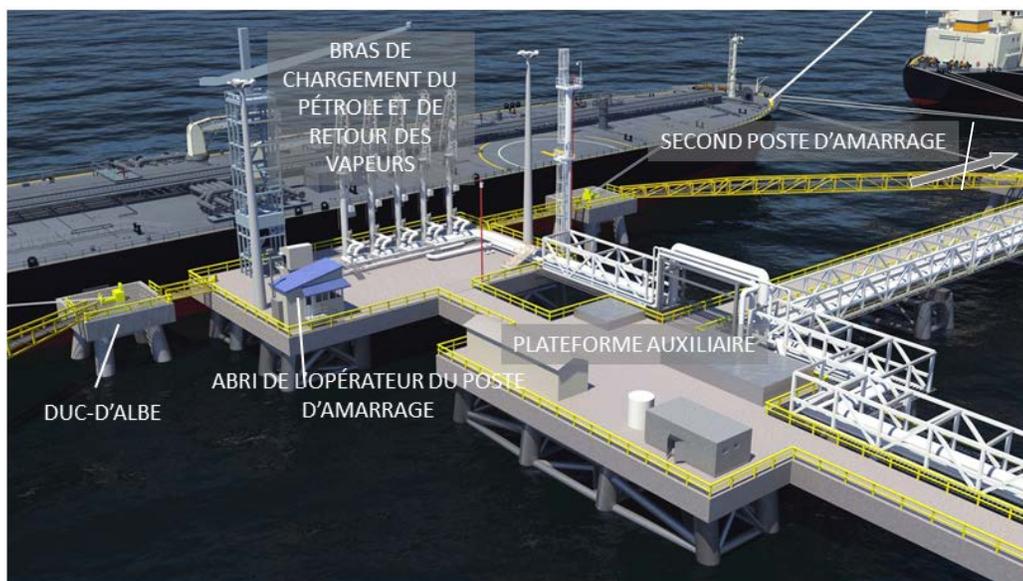
**Tableau 7-2 : Terminal maritime de Cacouna – Dessins préliminaires (suite)**

Titre du dessin	Type de dessin	Numéro du dessin	Annexe
Diagramme 1 de 2 des opérations du terminal de réservoirs/terminal maritime de Cacouna	Diagramme des opérations	16285-01-00-01-100	Vol 6-109
Diagramme 2 de 2 des opérations du terminal de réservoirs de stockage/terminal maritime de Cacouna	Diagramme des opérations	16384-01-00-01-101	Vol 6-110

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



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



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

#### 7.1.4 Composantes contenant du pétrole

##### 7.1.4.1 Réservoir de stockage de pétrole

Un réservoir de stockage de pétrole d'une capacité de 7 950 m<sup>3</sup> (50 000 barils) sera situé dans la zone intertidale du terminal maritime de Cacouna. Ce réservoir servira à stocker le pétrole qui pourrait devoir être retiré de la conduite de transport du pétrole reliant le terminal de réservoirs de stockage et les plateformes de chargement. Il comportera une coquille d'acier cylindrique verticale et une plateforme en acier et sera équipé d'un toit flottant externe.

De plus amples renseignements sur la conception générale des réservoirs de stockage de pétrole se trouvent à la Section 4, Terminaux de réservoirs – Conception générale.

Les spécifications préliminaires du réservoir sont présentées dans le Tableau 7-3.

**Tableau 7-3 : Spécifications préliminaires du réservoir de stockage de pétrole**

Description	Spécification <sup>1</sup>
Capacité nominale	12 200 m <sup>3</sup> (77 000 barils)
Capacité de fonctionnement <sup>2</sup>	7 950 m <sup>3</sup> (50 000 barils)
Diamètre du réservoir	32 m
Hauteur du réservoir	15 m
Type de toit	Toit flottant externe
Débit d'entrée et de sortie maximal	2 500 m <sup>3</sup> /h
Remarques :	
1. Les spécifications du réservoir seront confirmées lors de la conception détaillée.	
2. La capacité de fonctionnement représente l'écart entre les niveaux d'exploitation minimal et maximal du réservoir.	

##### 7.1.4.2 Pompes de chargement

Des pompes de chargement situées au terminal de réservoirs de Cacouna transféreront le pétrole du terminal de réservoirs de stockage de Cacouna vers le terminal maritime. Les pompes seront des pompes de fond centrifuges verticales. Le Tableau 7-4 présente les spécifications préliminaires des pompes et le nombre préliminaire de pompes pour le terminal maritime de Cacouna.

**Tableau 7-4 : Nombre préliminaire de pompes et spécifications préliminaires des pompes de chargement**

Terminal maritime	Nombre de pompes	Taille du moteur électrique	Fonction
Cacouna	5	1 960 kW	Pomper le pétrole vers les pétroliers ou la station de pompage de la canalisation principale ou transférer le pétrole entre les réservoirs à l'intérieur du terminal de réservoirs.

Des instruments installés sur les pompes et les moteurs surveilleront la température et la vibration. Toute déviation par rapport à la plage de fonctionnement normale entraînera le déclenchement d'une alarme dans le système de contrôle, qui arrêtera la pompe au besoin.

Chaque pompe sera équipée d'un joint mécanique situé entre l'arbre d'entraînement et le corps de la pompe. Les fuites au niveau du joint s'écouleront dans le système de drainage du pétrole. Les fuites feront l'objet d'une surveillance et, en cas de défaillance d'un joint, une alarme sera déclenchée dans le système de contrôle et la pompe sera arrêtée.

#### **7.1.4.3 Installations de comptage de transfert de propriété**

Les installations de comptage de transfert de propriété seront situées en aval des pompes de chargement au terminal de réservoirs de Cacouna. De plus amples renseignements sur les installations de comptage de transfert de propriété se trouvent à la Section 8, Installations de comptage de transfert de propriété – Conception générale.

#### **7.1.4.4 Bras de chargement du pétrole et de retour des vapeurs**

Le terminal maritime de Cacouna sera doté de trois bras de chargement du pétrole de 406 mm (DN 16) et de deux bras de retour des vapeurs. Les bras de chargement du pétrole achemineront le pétrole du collecteur des conduites dans le pétrolier. Les bras de retour des vapeurs achemineront les vapeurs déplacées du pétrolier vers le collecteur de vapeurs. Les bras seront constitués de conduites d'acier articulées dotées de joints pivotants scellés qui seront branchés au collecteur du pétrolier.

Les joints articulés permettront au bras de composer avec les mouvements du pétrolier pendant le chargement. La position du bout du bras sera continuellement surveillée et, si les mouvements s'approchent des limites de la plage de fonctionnement sécuritaire, une alarme sera déclenchée dans l'abri de l'opérateur du poste d'amarrage, dans le bâtiment de l'installation locale et au Centre de contrôle des opérations (CCO) de TransCanada. Un arrêt d'urgence est déclenché si les limites de la plage de fonctionnement sont atteintes. La figure 7-4 présente un bras de chargement type et sa plage de fonctionnement.

Afin de faciliter la connexion des bras de chargement au collecteur d'un pétrolier et leur déconnexion, chaque bras sera équipé de raccords à connexion et déconnexion rapides plutôt que d'un raccord à brides boulonné standard.

Une fois qu'un pétrolier aura été chargé, les bras de chargement seront asséchés et entreposés vides afin de réduire le risque de fuite. Le système d'assèchement sera ensuite fermé, et les pompes d'assèchement retourneront le pétrole qui aura été retiré dans le collecteur.

Les bras de chargement du pétrole et les bras de retour des vapeurs seront conçus, fabriqués et testés conformément aux exigences énoncées dans le document intitulé

*Design and Construction Specification for Marine Loading Arms* (troisième édition, 1999) publié par l'Oil Companies International Marine Forum (OCIMF).

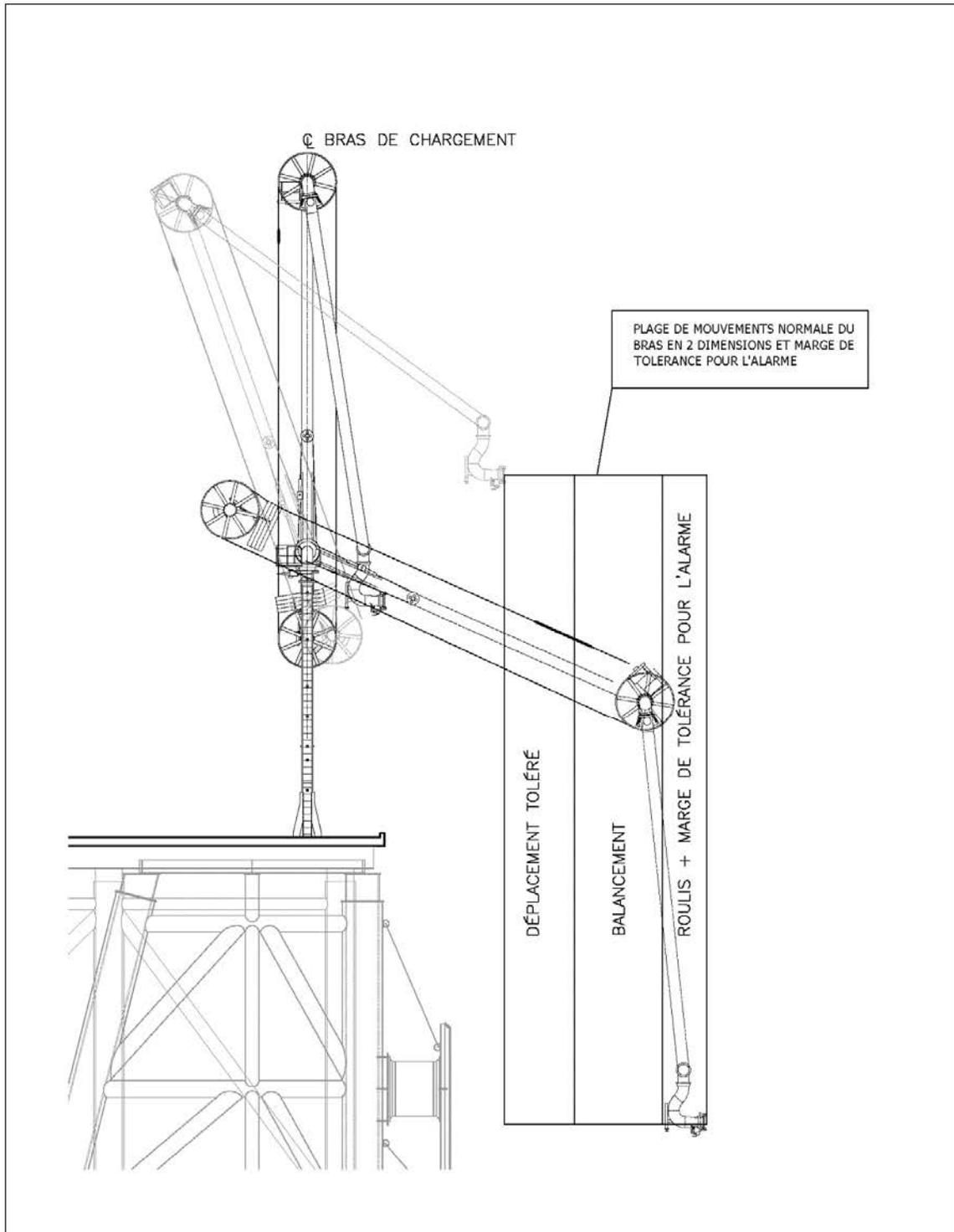


Figure 7-4 : Bras de chargement – Plage de mouvements

### 7.1.5 Conception des conduites

Les conduites seront conçues, fabriquées, installées et testées conformément à la norme CSA Z662-11. Les Tableaux 7-5 et 7-6 présentent les conduites principales du terminal maritime de Cacouna.

**Tableau 7-5 : Emplacements préliminaires des conduites**

Installation	Description de la conduite	Du terminal de réservoirs à la zone intertidale	Zone intertidale	Pont sur chevalets et postes d'amarrage
Terminal maritime de Cacouna	Conduite de chargement du pétrole	Sous terre	Sous terre jusqu'au poste de retrait de l'outil d'inspection interne puis en surface jusqu'au pont sur chevalets	En surface, sur des râteliers en acier.
	Conduite de déplacement du pétrole			

**Tableau 7-6 : Spécifications préliminaires des conduites du terminal maritime de Cacouna**

Description de la conduite	Diamètre externe (mm)	Épaisseur de la paroi (mm)	Pression nominale (kPag)	Classe de pression (PN ou ANSI)	Type de matériau et nuance (MPa)
Conduites de refoulement des pompes de chargement	508	9,5	4 960	50	CSA Z245.1 Gr 241 CAT II
Collecteur de refoulement des pompes de chargement jusqu'au collecteur du système de mesure pour le transfert de propriété	1 067	12,7	4 960	50	CSA Z245.1 Gr 359 CAT II
Conduite de l'étalonneur	762	12,7	4 960	50	CSA Z245.1 Gr 290 CAT II
Conduite de chargement reliant le terminal de réservoirs aux postes d'amarrage	1 067	12,7	4 960	50	CSA Z245.1 Gr 359 CAT II
Conduite de déplacement du pétrole	508	9,5	4 960	50	CSA Z245.1 Gr 241 CAT II
Conduite de retour des vapeurs <sup>1</sup>	610	6,35	207	6	Voir la remarque 2
Remarques :					
1. Le matériau de la conduite de retour des vapeurs sera choisi pendant la conception détaillée.					
2. L'article 154.2100 des <i>U.S. Coast Guard Regulations</i> prévoit que ces canalisations doivent être en acier inoxydable duplex.					

Un revêtement extérieur (époxyde appliqué par fusion ou similaire) sera appliqué afin de protéger les conduites contre la corrosion externe. La protection cathodique sera utilisée afin de protéger les conduites enfouies. Sur le pont sur chevalets, les conduites seront entièrement soudées et ne comporteront pas de bride ni de joint mécanique. Les conduites de retour des vapeurs seront isolées et chauffantes.

Les conduites enfouies comporteront des points d'accès afin de permettre l'insertion des outils instrumentés utilisés pour vérifier l'état des conduites, y compris l'épaisseur des parois en métal. Les conduites en surface pourront être inspectées visuellement ou au moyen d'outils d'inspection portatifs aux ultrasons.

#### **7.1.5.1 Régulation de la pression et protection contre la surpression**

Le terminal maritime de Cacouna et les pompes de chargement du terminal de réservoirs de stockage de Cacouna seront contrôlés par le système de contrôle local et le CCO afin de s'assurer qu'ils respectent les plages de pression prescrites. La pression du pétrole dans la conduite reliant les pompes de chargement aux bras de chargement sera continuellement surveillée au moyen de capteurs de pression installés sur la conduite.

La vitesse des pompes de chargement et la position de la vanne de régulation de la pression des pompes de chargement seront contrôlées afin de s'assurer que la pression de refoulement des pompes est maintenue.

Des conduites conçues pour des pressions plus élevées ou des soupapes de suppression seront utilisées afin de prévenir la surpression causée par la poussée hydraulique. Si des soupapes de surpression sont utilisées, elles achemineront le pétrole vers un réservoir de stockage situé dans la zone intertidale.

Des soupapes de sécurité seront installées sur les conduites afin d'assurer la décharge thermique des sections fermées.

#### **7.1.5.2 Détection des fuites**

Un système de détection des fuites détectera les fuites de pétrole dans la conduite reliant le terminal de réservoirs de Cacouna au terminal maritime de Cacouna. Le débit du pétrole est mesuré au terminal de réservoirs par des compteurs de transferts de propriété et une fois de plus en amont des bras de chargement par un débitmètre. Ce système sera intégré au système de détection des fuites de l'oléoduc et inclura des capteurs de pression et de température. De plus amples renseignements sur la détection des fuites se trouvent à la Section 4 du Volume 7, Exploitation.

#### **7.1.5.3 Dispositifs de confinement secondaire du pétrole**

Des dispositifs de confinement secondaire du pétrole seront aménagés autour des bras de chargement, du collecteur de pétrole et des pare-détonations, sur les plates formes de chargement, et du poste d'extraction de l'outil d'inspection interne, dans la zone intertidale. Un monticule de terre sera aménagé autour des réservoirs et une membrane souterraine imperméable sera utilisée comme dispositif de confinement secondaire pour les réservoirs de stockage de pétrole du terminal maritime de Cacouna.

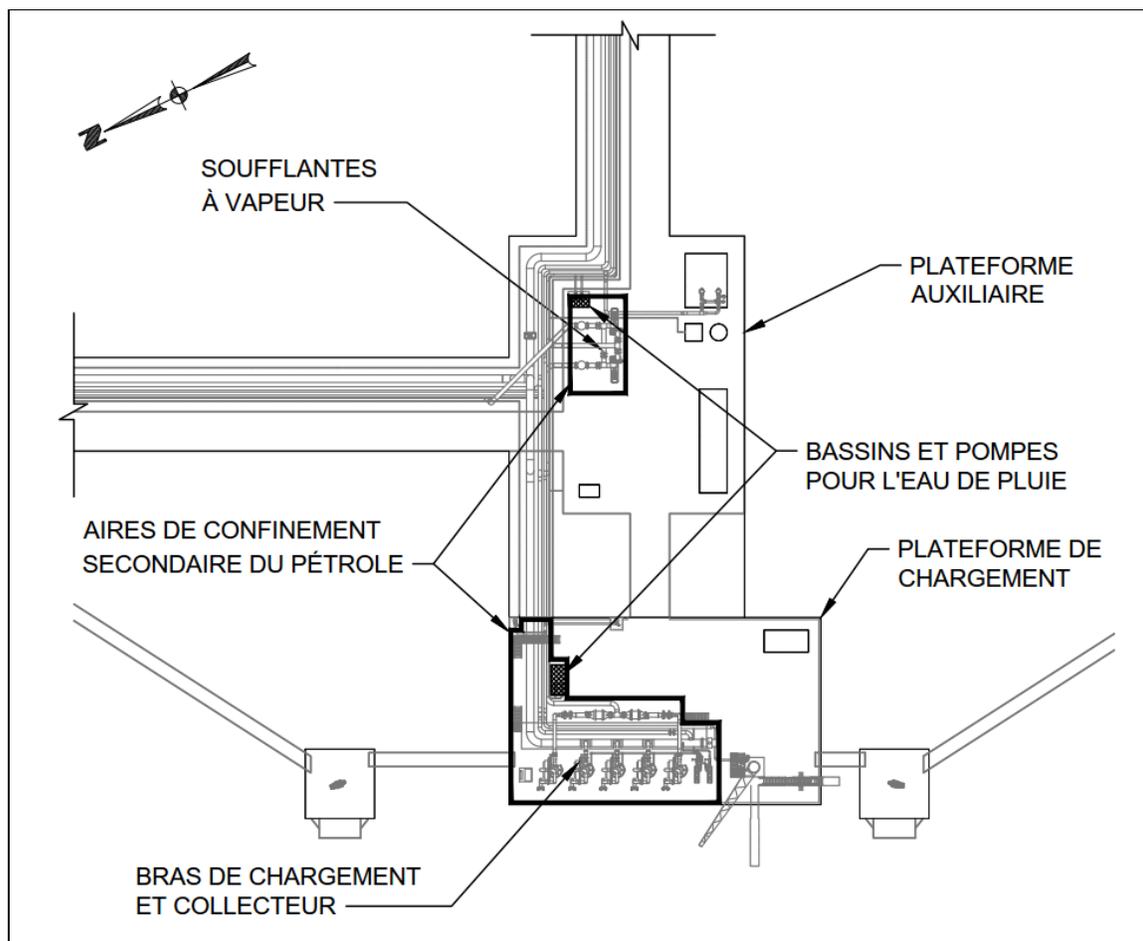
Des dispositifs de confinement secondaire seront également installés autour des soufflantes à vapeur, qui seront situées sur les plateformes auxiliaires, et autour du réservoir de gaz de pétrole liquéfiés et des oxydeurs thermiques, qui seront situés dans la zone intertidale.

Des tabliers et des bordures en béton dirigeront l'eau pluviale qui tombe dans les aires de confinement vers des réservoirs collecteurs à double paroi, à partir desquels l'eau sera pompée jusqu'à la rive. Si les essais démontrent que l'eau est contaminée, l'eau sera transportée à l'extérieur du terminal afin d'être traitée ou éliminée. En cas de déversement, le pétrole sera confiné, dirigé vers les réservoirs et pompé dans le réservoir de stockage situé sur la rive de la même façon.

La taille et la capacité des aires de confinement et des pompes du réservoir collecteur correspondent à la plus élevée des valeurs suivantes :

- 110 % des précipitations maximales par heure ou
- le volume de pétrole déversé avant la fermeture des vannes d'arrêt d'urgence

La description et les emplacements des aires de confinement secondaire aménagés sur les installations côtières et dans la zone intertidale sont présentés dans les figures 7-5 et 7-6.

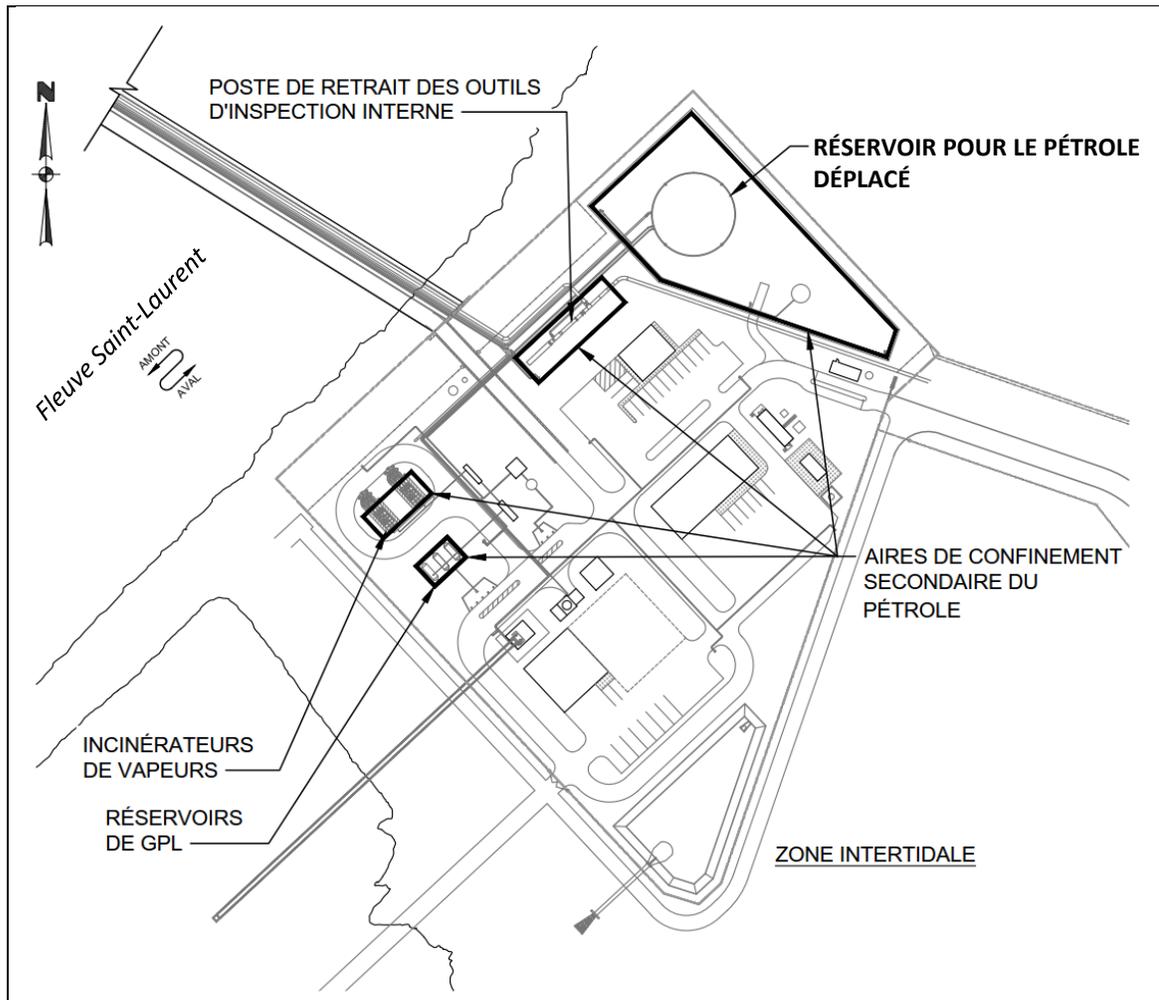


**Figure 7-5 : Installations extracôtières à Cacouna – Aires de confinement secondaire**

#### **7.1.5.4 Équipement d'intervention en cas de déversement**

Le terminal maritime de Cacouna sera doté des installations d'intervention en cas de déversement, y compris de barrières flottantes. L'équipement d'intervention sera conservé au port de Gros Cacouna. Des bateaux équipés d'équipement d'intervention et de confinement seront mis à l'eau à partir d'une rampe située à l'intérieur du port. La distance entre la rampe et les postes d'amarrage est d'environ deux kilomètres. Les barrières flottantes seront déployées uniquement en cas d'incident.

Les mesures d'intervention en cas de déversement sont décrites à la Section 5 du Volume 7, Préparation et intervention en cas d'urgence.



**Figure 7-6 : Zone intertidale à Cacouna – Aires de confinement secondaire**

#### 7.1.6 Infrastructure maritime

La conception de l'infrastructure maritime du terminal maritime de Cacouna tient compte de la glace hivernale et des pressions exercées par celle-ci. Des structures de protection contre la glace ont été prévues en amont et en aval des postes d'amarrage afin d'atténuer l'incidence potentielle de la charge de glace. Ces structures sont situées à une distance suffisante pour ne pas nuire à l'exécution sécuritaire des manœuvres et de l'amarrage des pétroliers. Afin de résister à la charge de glace, les structures seront faites de cellules ou de caissons d'acier remplis de roches et recouverts de béton coulé.

#### 7.1.6.1 Ponts sur chevalets

Les postes d'amarrage du terminal maritime de Cacouna seront accessibles au moyen de ponts sur chevalets. Les ponts sur chevalets :

- permettront aux véhicules et au personnel d'accéder aux plateformes de chargement
- relieront les postes d'amarrage et abriteront les conduites, les installations de services et l'équipement électrique

La taille approximative et l'orientation des structures sont présentées dans le Tableau 7-7.

**Tableau 7-7 : Ponts sur chevalets préliminaires du terminal maritime**

Terminal	Emplacement	Type de chevalets	Longueur approx. (m)	Largeur approx. (m)
Terminal maritime de Cacouna	De la rive (culée) jusqu'au poste d'amarrage 1	Sur pilotis	715	13,5
	Entre le poste d'amarrage 1 et le poste d'amarrage 2	Sur pilotis	335	13,5

Des revêtements résistants à la corrosion et de l'acier plus épais seront utilisés afin de composer avec la vitesse de corrosion prévue et de tenir compte de la durée de vie utile des structures. En outre, selon ce qui sera déterminé lors de la conception détaillée, la protection cathodique pourrait être utilisée comme mesure de protection supplémentaire pour les composantes en acier submergées.

Des barrières de sécurité en béton seront aménagées le long des voies. Sur la rive, une culée fera la transition entre la zone intertidale et la structure sur pilotis. En raison de la variation de l'élévation entre la zone intertidale et les installations extracôtières, la culée sera constituée d'une rampe en béton remplie de terre.

#### 7.1.6.2 Plateformes

Les plateformes de chargement accueilleront l'équipement mécanique, l'équipement électrique et l'équipement de contrôle nécessaires au chargement du pétrole. Les plateformes de chargement et les plateformes auxiliaires seront sur pilotis.

L'élévation des plateformes a été conçue pour tenir compte des marées dans le fleuve Saint-Laurent et de la hauteur potentielle des crêtes des vagues pendant les tempêtes.

Des passerelles relieront les plateformes de chargement aux ducs d'albe d'accostage et d'amarrage. Le personnel pourra accéder aux pétroliers au moyen d'une passerelle d'accès.

### **7.1.6.3 Ducs d'albe d'accostage et d'amarrage**

Des ducs d'albe d'accostage et d'amarrage permettront l'accostage et l'amarrage sécuritaires des pétroliers. Le nombre, l'emplacement et l'élévation des structures d'amarrage ont été établis en fonction de l'amplitude de la marée dans le fleuve Saint-Laurent et de la variation du tirant d'eau d'un pétrolier amarré une fois chargé.

Les ducs d'albe d'amarrage sont des structures fixes auxquelles sont attachées les amarres d'un pétrolier afin de s'assurer que celui-ci reste accosté. Chaque duc d'albe d'amarrage sera doté de crochets à ouverture rapide qui permettront de retenir les amarres d'un pétrolier dans les conditions normales et de les libérer au besoin en cas d'urgence.

Les ducs d'albe d'accostage fournissent des points de contact permanents à un pétrolier amarré. Chaque duc d'albe d'accostage sera doté d'un dispositif de défense d'accostage et comportera des crochets à ouverture rapide permettant d'attacher les amarres de poste des pétroliers. Pendant l'amarrage d'un pétrolier, les défenses d'accostage absorberont et dissiperont la force de choc sans que le pétrolier ou le terminal soient endommagés. Les défenses continueront de stabiliser le pétrolier et de protéger la plateforme une fois qu'un pétrolier sera amarré.

Les crochets d'amarrage seront dotés d'un cabestan électrique servant à amener le filin porte-amarre et la ligne d'amarre jusqu'au crochet à ouverture rapide. Grâce à ce dispositif, les équipes d'amarrage n'auront pas à manipuler les lignes. Les crochets à ouverture rapide seront contrôlés à partir de l'abri de l'opérateur du poste d'amarrage et, en cas d'urgence, les lignes d'amarre pourront être libérées à distance afin de permettre au pétrolier de quitter le poste d'amarrage rapidement et de manière sécuritaire.

### **7.1.7 Infrastructure civile**

Étant donné qu'environ 5 km séparent le terminal maritime et le terminal de réservoirs de Cacouna, un certain nombre d'installations de services seront aménagées dans la zone intertidale du terminal maritime, comme il est illustré à la figure 7-1.

#### **7.1.7.1 Gestion des eaux pluviales**

L'eau de pluie tombée dans les aires de confinement secondaire sera pompée dans un réservoir situé dans la zone intertidale et testée. Si l'eau respecte les limites prescrites par la réglementation applicable, elle sera rejetée. Sinon, elle sera transportée à l'extérieur du terminal afin d'être traitée ou éliminée.

L'eau de pluie provenant des ponts sur chevalets ou de l'extérieur des aires de confinement secondaire sera filtrée et rejetée dans le fleuve Saint-Laurent. Les

plateformes et la route d'accès sur chevalets comporteront des bordures qui dirigeront l'eau. L'eau de pluie s'écoulant des routes, des toits ou d'autres secteurs imperméables de la zone intertidale sera drainée par gravité jusqu'à un bassin de gestion des eaux pluviales doté d'une membrane imperméable. L'eau du bassin sera testée et, si elle respecte les limites prescrites par la réglementation, elle sera rejetée dans une zone de drainage naturelle.

#### 7.1.7.2 Gestion des eaux usées

Dans la mesure du possible, l'eau potable du terminal maritime de Cacouna sera fournie par la municipalité. Si cela n'est pas possible, l'eau potable sera transportée par camion et stockée dans une citerne.

Dans la mesure du possible, les eaux usées seront rejetées dans le réseau d'égouts municipal. Si cela n'est pas possible, les eaux usées seront stockées dans des fosses septiques sur le site et enlevées par camion.

#### 7.1.7.3 Fondations

Les bâtiments, l'équipement et les structures seront soutenus par des pieux en acier ou des fondations en béton. Le réservoir de stockage de pétrole du terminal maritime de Cacouna reposera sur une couche de gravier. La partie clôturée de la zone intertidale sera recouverte de gravier concassé.

#### 7.1.8 Bâtiments

Le Tableau 7-8 présente les bâtiments du terminal maritime de Cacouna.

**Tableau 7-8 : Liste préliminaire des bâtiments du terminal maritime**

Nom du bâtiment	Usage	Taille approximative <sup>1</sup> (m)	Quantité
Poste de sécurité	Agent de sécurité / systèmes de contrôle de l'accès	10 x 4	1
Abri de la génératrice d'urgence	Génératrice d'urgence	8 x 5	1
Bâtiment de l'installation locale	Salle de contrôle du terminal et installations pour le personnel	15 x 12	1
Atelier et entrepôt	Aire d'entreposage pour divers équipements et atelier d'entretien	34 x 14	1
Entrepôt de l'équipement d'intervention en cas de déversement	Équipement d'intervention en cas de déversement	19 x 19	1
Bâtiment des pompes à incendie	Pompes principales et auxiliaires à incendie	8 x 6	2

**Tableau 7-8 : Liste préliminaire des bâtiments du terminal maritime (suite)**

Nom du bâtiment	Usage	Taille approximative <sup>1</sup> (m)	Quantité
Abri de l'équipement électrique des postes d'amarrage	Équipement d'alimentation électrique	15 x 4	2
Abri de l'opérateur du poste d'amarrage	Espace de travail de l'opérateur du poste d'amarrage et équipement de communications	7 x 3	2
Remarque : 1. La taille, le nombre et l'emplacement des bâtiments seront déterminés lors de la conception détaillée.			

### 7.1.9 Infrastructure électrique

#### 7.1.9.1 Alimentation électrique

L'alimentation électrique sera fournie par Hydro-Québec au moyen de l'infrastructure de distribution existante. Des câbles seront amenés à un commutateur de transfert situé dans l'abri de l'équipement électrique de la zone intertidale et emprunteront le pont sur chevalets jusqu'à l'abri de l'équipement électrique des postes d'amarrage. Une génératrice auxiliaire adjacente à l'abri de l'équipement électrique de la zone intertidale alimentera le terminal maritime par l'intermédiaire du commutateur de transfert en cas d'interruption de l'alimentation principale. L'alimentation provenant de l'abri de l'équipement électrique des postes d'amarrage sera réduite (convertie) au niveau de tension requis pour les systèmes situés sur les postes d'amarrage.

Une alimentation sans interruption (ASI), qui inclut des piles de secours, assurera le maintien du fonctionnement des systèmes de contrôle, de communication et de protection électrique essentiels en cas d'interruption de l'alimentation électrique.

#### 7.1.9.2 Éclairage

Des luminaires extérieurs seront installés sur des poteaux et des abris afin de fournir de l'éclairage dans les zones maritime et intertidale. De l'éclairage de sécurité à pile sera fourni à l'intérieur de l'abri pour l'équipement électrique.

### 7.1.10 Systèmes auxiliaires

#### 7.1.10.1 Système de distribution d'eau et d'extinction à mousse

Le système de distribution d'eau et d'extinction à mousse sera constitué de pompes, de plateformes de stockage et de mélange de l'émulseur, de conduites de distribution de la mousse et de lances à mousse.

L'eau sera mélangée avec l'émulseur afin de créer une solution moussante qui sera acheminée vers des points de distribution de la mousse sur les plateformes de chargement. Un autre système de distribution d'eau et de mousse extinctrice sera

installé dans la zone intertidale afin de protéger les composantes contenant du pétrole ou de la vapeur, comme le poste d'extraction de l'outil d'inspection en ligne, les oxydeurs thermiques et le réservoir de stockage du pétrole.

Des bornes-fontaines ou des tuyaux d'incendie seront installés sur les plateformes auxiliaires et les ponts sur chevalets afin de combattre les incendies non liés au pétrole qui pourraient survenir sur le pont.

Le système de protection contre les incendies sera finalisé lors de la conception détaillée en consultation avec le service d'incendie local ayant juridiction.

#### **7.1.10.2 Système de gestion de la vapeur**

Les compartiments des pétroliers arrivant au terminal contiendront des vapeurs d'hydrocarbures résiduelles et du gaz effluent pauvre en oxygène produit par les générateurs de gaz inerte installés à bord des pétroliers. Un système de gestion automatisé de la vapeur sera installé au terminal maritime afin de collecter et de détruire de manière sécuritaire ces vapeurs et de réduire ainsi les émissions dans l'environnement et le potentiel de combustion.

Le terminal maritime de Cacouna sera équipé d'un système de gestion des vapeurs d'hydrocarbures. Ce système inclura des bras de retour des vapeurs situés sur les plateformes de chargement, des soufflantes à vapeur situées sur les plateformes auxiliaires, des oxydeurs thermiques (incinérateurs) et des installations connexes situées dans la zone intertidale du terminal maritime.

#### **7.1.10.3 Récipients sous pression et chaudières de chauffage**

Les récipients sous pression seront conçus et construits conformément à la division 1 de la section VIII du *Boiler and Pressure Vessel Code* de l'ASME. La conception et les spécifications des récipients sous pression seront enregistrées auprès de l'autorité compétente au Québec. Les récipients sous pression seront inspectés de la manière prévue dans la norme API STD 510 afin de s'assurer qu'ils sont maintenus en bon état de fonctionnement.

#### **7.1.10.4 Protection cathodique**

Étant donné que les conduites du terminal maritime de Cacouna devraient être installées en surface, aucune protection cathodique n'est prévue. La nécessité de recourir ou non à la protection cathodique pour les conduites et l'infrastructure situées dans l'eau sera déterminée lors de la conception détaillée.

## 7.2 TERMINAL MARITIME D'ÉNERGIE EST À CANAPORT

Le terminal maritime d'Énergie Est à Canaport sera un terminal de chargement du pétrole conçu pour effectuer le chargement, à partir d'un terminal de réservoirs de stockage côtiers, du pétrole brut dans des pétroliers empruntant la Baie de Fundy.

### 7.2.1 Emplacement

Le terminal maritime d'Énergie Est à Canaport sera aménagé dans un secteur industriel existant situé sur la rive ouest de la Baie de Fundy, au sud-est du port de Saint John et au sud de Mispec Point, au Nouveau-Brunswick. L'emplacement est situé à proximité de l'installation d'Irving Oil à Canaport, qui comporte une bouée d'amarrage à point unique utilisée dans le cadre de la livraison de pétrole importé à la raffinerie d'Irving, des installations de stockage et le terminal de GNL de Canaport, qui reçoit des importations de gaz naturel liquéfié (voir l'Annexe Vol 6-111).

La zone intertidale disponible au terminal maritime d'Énergie Est à Canaport est restreinte en raison du rivage rocheux et de la proximité des installations existantes d'Irving à Canaport. Par conséquent, bon nombre des installations qui sont situées dans la zone intertidale au terminal maritime de Cacouna sont plutôt situées dans le terminal de réservoirs de stockage de Saint John, à moins de deux kilomètres. Une route commune à deux voies qui est située du côté ouest du périmètre et qui traverse les installations d'Irving Oil à Canaport permettra l'accès des véhicules. Une nouvelle route à deux voies d'une largeur de 6 m sera aménagée à partir de la route périphérique et longera la rive jusqu'à la culée du pont sur chevalets.

Le Tableau 7-9 présente les longitudes et les latitudes du terminal maritime d'Énergie Est à Canaport.

**Tableau 7-9 : Latitudes et longitudes du terminal maritime d'Énergie Est à Canaport**

Description	Latitude centrale <sup>1</sup>	Longitude centrale <sup>1</sup>	Annexe
Zone intertidale	45°12'40"N	65°59'45"O	Vol 6-111
Poste d'amarrage 1	45°12'11"N	66°00'22"O	
Poste d'amarrage 2	45°12'14"N	66°00'41"O	
Remarque : 1. Les chiffres ont été arrondis.			

L'emplacement et l'orientation des postes d'amarrage ont été choisis afin de permettre la navigation, l'accostage et l'amarrage sécuritaires des pétroliers. Les facteurs suivants ont été pris en compte pour déterminer les emplacements et les orientations :

- profondeur de l'eau (compte tenu de la marée), aire de manœuvre des pétroliers et cercle de giration des pétroliers

- proximité des installations existantes du terminal de GNL de Canaport et de la bouée d'amarrage à point unique d'Irving Oil à Canaport
- orientation de l'amarrage par rapport à la direction du courant dominant et des vagues

Le dragage du bassin d'amarrage et d'une partie du cercle de giration sera nécessaire afin de pouvoir accueillir les navires qui devraient faire escale au terminal maritime d'Énergie Est à Canaport. La méthode de dragage prévue et les facteurs pris en compte relativement à la construction sont présentés à la Section 3 du Volume 7, Construction - Composantes spécifiques.

### 7.2.2 Conception du terminal

Le terminal maritime est conçu pour accueillir des pétroliers de la classe Aframax (capacité de 110 000 m<sup>3</sup>/700 000 barils) à la classe VLCC (capacité de 350 000 m<sup>3</sup>/2,2 millions de barils). On prévoit qu'environ 115 pétroliers feront escale annuellement au terminal maritime d'Énergie Est à Canaport. Les pétroliers seront chargés de manière séquentielle aux deux postes d'amarrage du terminal maritime. Le terminal maritime sera conçu en tenant compte des marées dans la Baie de Fundy et le port de Saint John Harbour, qui font partie des plus hautes du monde.

Le pétrole destiné à être chargé dans les pétroliers amarrés au terminal maritime proviendra du terminal de réservoirs de Saint John, situé à environ un kilomètre du terminal maritime d'Énergie Est à Canaport. Le pétrole provenant d'un ou plusieurs réservoirs du terminal de réservoirs de Saint John passera par les pompes de chargement portuaires et les compteurs pour le transfert de propriété.

Une fois mesuré, le pétrole sera transporté jusqu'au terminal maritime par deux conduites parallèles de 914 mm (DN 36). L'utilisation de deux conduites parallèles au lieu d'une conduite plus volumineuse a été privilégiée en raison de la disponibilité des matériaux et de la constructibilité. L'utilisation de deux conduites permet par ailleurs de ramener au terminal de réservoirs le pétrole contenu dans les conduites. Les deux conduites traverseront la zone intertidale et emprunteront un pont sur chevalets jusqu'aux plateformes de chargement.

À chaque plateforme de chargement, les deux conduites parallèles de 914 mm (DN 36) seront connectées à un collecteur doté de quatre conduites de 406 mm (DN 16) alimentant chacune un bras de chargement du pétrole. Chaque conduite comportera une vanne de régulation permettant de contrôler le débit du pétrole. Le bras de chargement sera connecté au collecteur du pétrolier au moyen de raccords à connexion et déconnexion rapides.

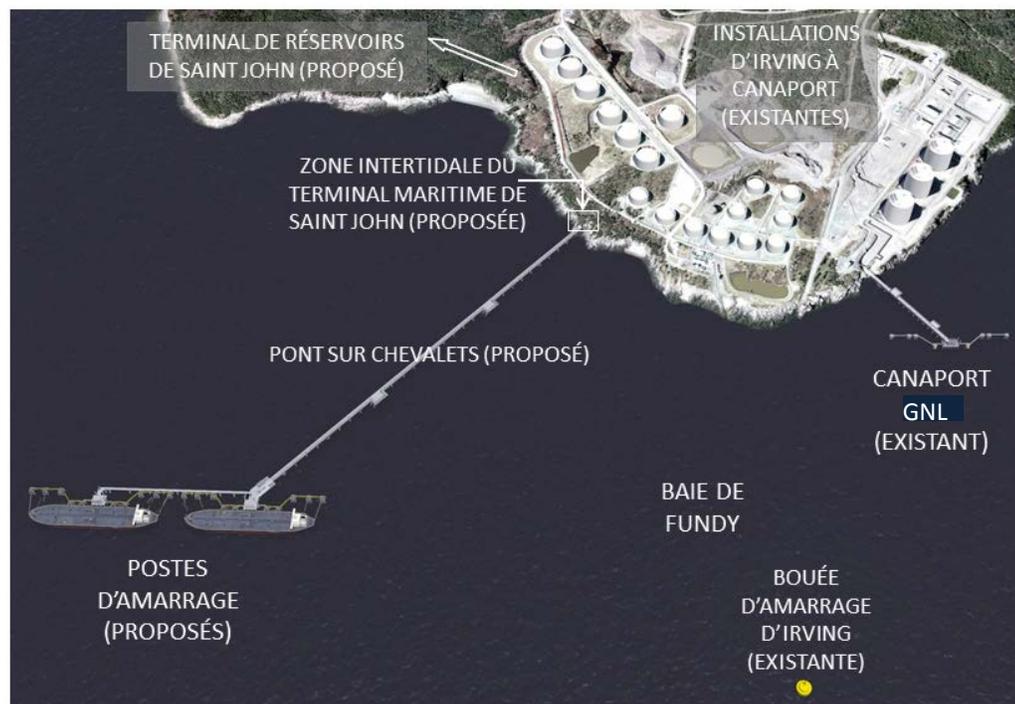
Des vannes d'isolement motorisées seront situées dans les conduites menant au terminal maritime et les conduites situées dans la zone intertidale, sur les plateformes

de chargement des postes d'amarrage et en amont des bras de chargement. Ces vannes seront utilisées en cas d'urgence afin d'interrompre le débit du pétrole et d'isoler le terminal de manière sécuritaire.

Le débit de chargement maximal du terminal maritime d'Énergie Est à Canaport sera de 15 000 m<sup>3</sup>/h (96 000 barils/h).

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

La figure 7-7 présente une vue aérienne du projet de terminal maritime d'Énergie Est à Canaport.



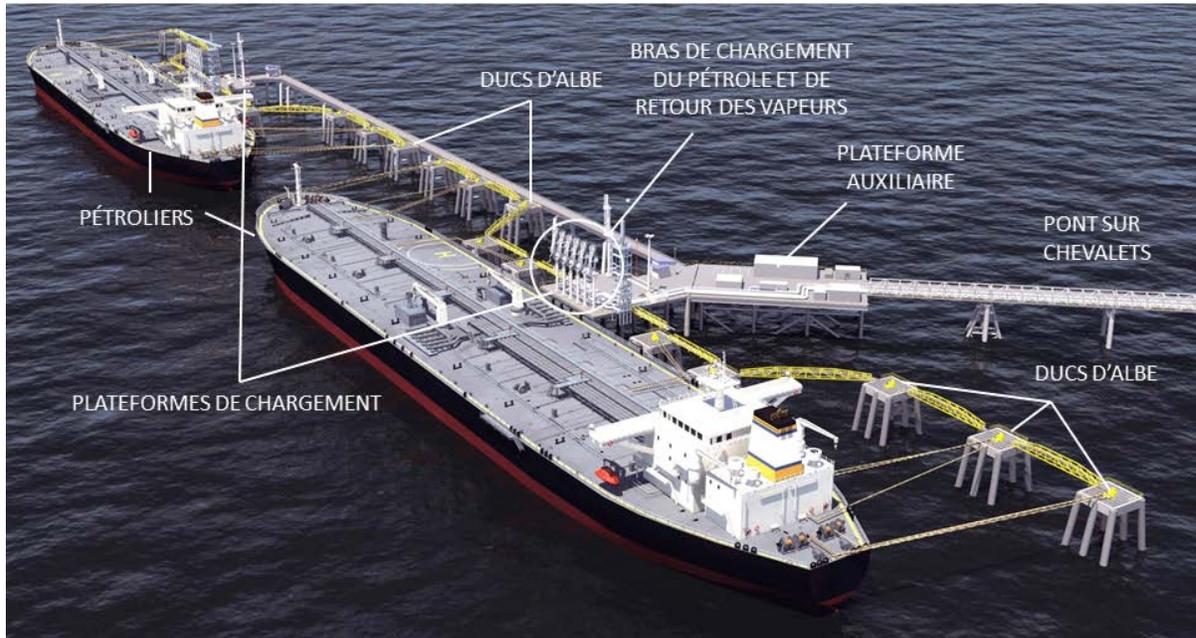
**Figure 7-7 : Vue aérienne du terminal maritime d'Énergie Est à Canaport**

La liste des plans de terrain et des diagrammes des opérations du terminal maritime d'Énergie Est à Canaport est présentée dans le Tableau 7-10. Ces plans et diagrammes sont joints aux Annexes Vol 6-112 à 6-120.

**Tableau 7-10 : Dessins préliminaires du terminal maritime d'Énergie Est à Canaport**

Titre du dessin	Type de dessin	Numéro du dessin	Numéro d'annexe
Plan de terrain du terminal maritime d'Énergie Est à Canaport	Plan de terrain	4943-00-00-00-100	Vol 6-112
Configuration générale de la zone intertidale d'Énergie Est à Canaport	Plan de terrain	4943-00-00-00-101	Vol 6-113
Configuration générale du poste d'amarrage d'Énergie Est à Canaport	Plan de terrain	4943-00-00-00-102	Vol 6-114
Configuration générale de la plateforme de chargement d'Énergie Est à Canaport	Plan de terrain	4943-00-00-00-103	Vol 6-115
Configuration générale des conduites et de l'équipement de la plateforme auxiliaire d'Énergie Est à Canaport	Plan de terrain	4943-00-00-00-104	Vol 6-116
Diagramme des opérations du terminal maritime d'Énergie Est à Canaport Diagramme 1 de 4	Diagramme des opérations	4943-01-00-01-100	Vol 6-117
Diagramme des opérations du terminal maritime d'Énergie Est à Canaport Diagramme 2 de 4	Diagramme des opérations	4943-01-00-01-101	Vol 6-118
Diagramme des opérations du terminal maritime d'Énergie Est à Canaport Diagramme 3 de 4	Diagramme des opérations	4943-01-00-01-102	Vol 6-119
Diagramme des opérations du terminal maritime d'Énergie Est à Canaport Diagramme 4 de 4	Diagramme des opérations	4943-01-00-01-103	Vol 6-120

Les composantes extracôtées principales du terminal maritime sont présentées à la figure 7-8.



**Figure 7-8 : Terminal maritime d'Énergie Est à Canaport – Schéma conceptuel des plateformes en mer**

### 7.2.3 Composantes contenant du pétrole

#### 7.2.3.1 Pompes de chargement

Des pompes de chargement transféreront le pétrole du terminal de réservoirs de stockage de Saint John vers le terminal maritime. Les pompes seront des pompes de fond centrifuges verticales. Le Tableau 7-11 présente les spécifications préliminaires des pompes et le nombre préliminaire de pompes.

**Tableau 7-11 : Nombre préliminaire de pompes et spécifications préliminaires des pompes**

Terminal maritime	Nombre de pompes	Taille du moteur électrique	Fonction
Terminal maritime d'Énergie Est à Canaport	7	2 100 kW	Pomper le pétrole vers les pétroliers ou transférer le pétrole entre les réservoirs à l'intérieur du terminal de réservoirs.

Des instruments installés sur les pompes et les moteurs surveilleront la température et la vibration. Toute déviation par rapport à la plage de fonctionnement normale entraînera le déclenchement d'une alarme dans le système de contrôle, qui arrêtera la pompe au besoin.

Chaque pompe sera équipée d'un joint mécanique situé entre l'arbre d'entraînement et le corps de la pompe. Les fuites au niveau du joint s'écouleront dans le système de drainage du pétrole. Les fuites feront l'objet d'une surveillance et, en cas de défaillance d'un joint, une alarme sera déclenchée dans le système de contrôle et la pompe sera arrêtée.

### **7.2.3.2 Télémessure pour le transfert de propriété**

Le système de télémessure pour le transfert de propriété sera situé en aval des pompes de chargement au terminal de réservoirs de Saint John. De plus amples renseignements sur le système de télémessure pour le transfert de propriété se trouvent à la Section 8, Installations de comptage de transfert de propriété – Conception générale.

### **7.2.3.3 Bras de chargement du pétrole et bras de retour des vapeurs**

Le terminal maritime d'Énergie Est à Canaport sera doté de quatre bras de chargement du pétrole de 406 mm (DN 16) et de deux bras de retour des vapeurs. Les bras de chargement du pétrole achemineront le pétrole du collecteur des conduites vers le pétrolier. Les bras de retour des vapeurs achemineront les vapeurs déplacées du pétrolier vers le collecteur de vapeurs. Les bras seront constitués de conduites d'acier articulées dotées de joints pivotants scellés qui seront branchés au collecteur du pétrolier.

Les joints articulés permettront au bras de composer avec les mouvements du pétrolier pendant le chargement. La position du bout du bras sera continuellement surveillée et, si les mouvements s'approchent des limites de la plage de fonctionnement sécuritaire, une alarme sera déclenchée dans l'abri de l'opérateur du poste d'amarrage, dans le bâtiment de l'installation locale et au CCO. Un arrêt d'urgence sera déclenché si les limites de la plage de fonctionnement sont atteintes. La figure 7.9 présente un bras de chargement type et sa plage de fonctionnement.

Afin de faciliter la connexion des bras de chargement au collecteur d'un pétrolier et leur déconnexion, chaque bras sera équipé de raccords à connexion et déconnexion rapides plutôt que d'un raccord à brides boulonné standard.

Une fois qu'un pétrolier aura été chargé, les bras de chargement seront asséchés et entreposés vides afin de réduire le risque de fuite. Le système d'assèchement sera ensuite fermé, et les pompes d'assèchement retourneront dans le collecteur le pétrole qui aura été retiré.

Les bras de chargement du pétrole et les bras de retour des vapeurs seront conçus, fabriqués et testés conformément aux exigences énoncées dans le document intitulé *Design and Construction Specification for Marine Loading Arms* (troisième édition, 1999) publié par l'Oil Companies International Marine Forum (OCIMF).

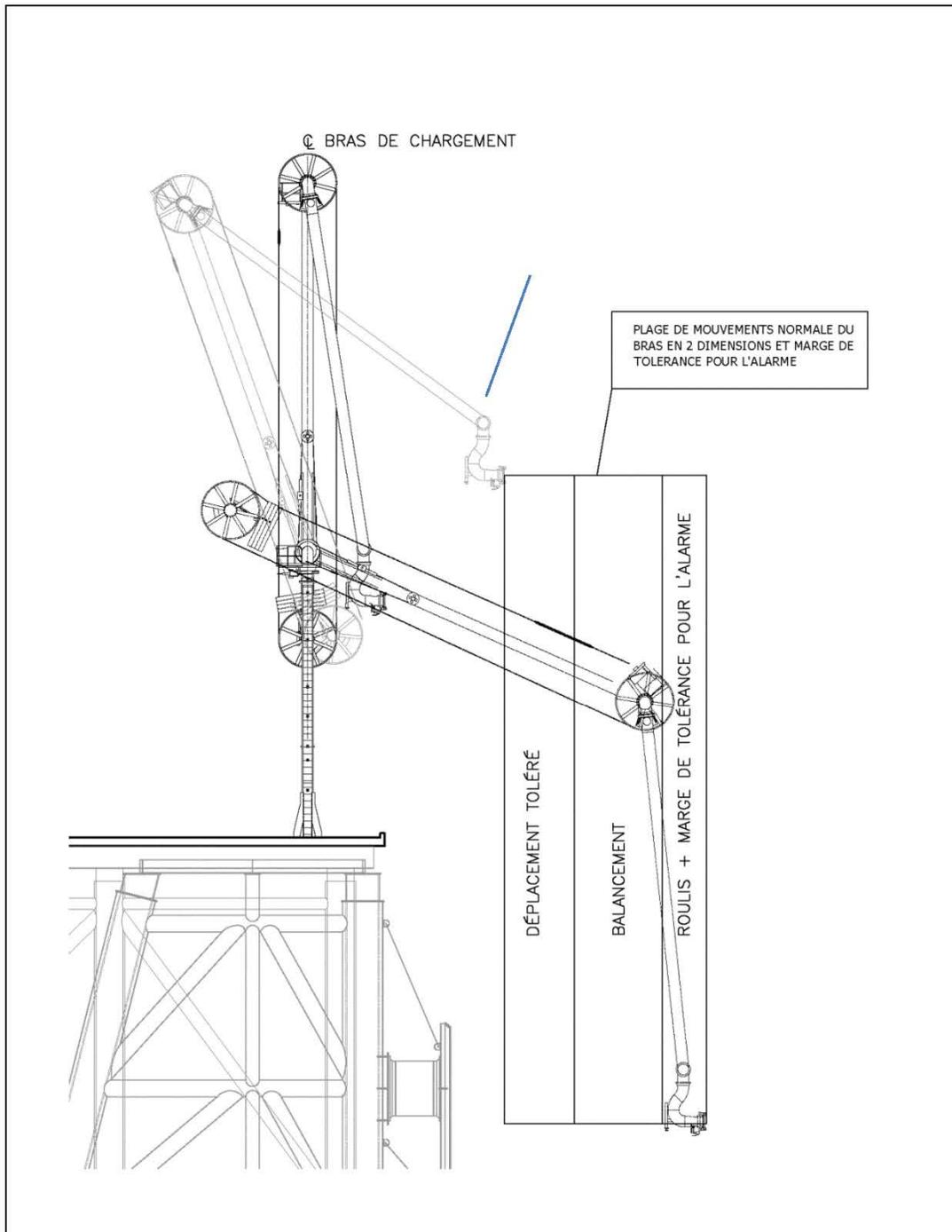


Figure 7-9 : Bras de chargement – Plage de mouvements

#### 7.2.3.4 Conception des conduites

Les conduites seront conçues, fabriquées, installées et testées conformément à la norme CSA Z662-11. Le Tableau 7-12 présente les conduites principales du terminal maritime d'Énergie Est à Canaport.

**Tableau 7-12 : Emplacements préliminaires des conduites**

Installation	Description de la conduite	Du terminal de réservoirs à la zone intertidale	Zone intertidale	Pont sur chevalets et postes d'amarrage
Terminal maritime d'Énergie Est à Canaport	Conduites de chargement du pétrole	En surface, sur des râteliers en acier, sauf lorsque la conduite traverse la route d'Irving existante située du côté ouest du périmètre	En surface, sur des râteliers en acier	En surface, sur des râteliers en acier

Un revêtement extérieur (d'époxyde appliqué par fusion ou similaire) sera appliqué afin de protéger les conduites contre la corrosion externe. La protection cathodique sera utilisée afin de protéger les conduites enfouies. Sur le pont sur chevalets, les conduites seront entièrement soudées et ne comporteront pas de bride ni de joints mécaniques. Les conduites de retour des vapeurs seront isolées et chauffantes.

Les conduites enfouies comporteront des points d'accès afin de permettre l'insertion des outils instrumentés utilisés pour vérifier l'état des conduites, y compris l'épaisseur des parois en métal. Les conduites en surface pourront être inspectées visuellement ou au moyen d'outils d'inspection portatifs aux ultrasons.

Le Tableau 7-13 présente les spécifications préliminaires des conduites du terminal maritime d'Énergie Est à Canaport.

**Tableau 7-13 : Spécifications préliminaires des conduites du terminal maritime d'Énergie Est à Canaport**

Description de la conduite	Diamètre externe (mm)	Épaisseur de la paroi (mm)	Pression nominale (kPag)	Classe de pression (PN ou ANSI)	Type de matériau et nuance (MPa)
Conduites de refoulement des pompes de chargement	610	9,5	4 960	50	CSA Z245.1 Gr 290 CAT II
Collecteur de refoulement des pompes de chargement jusqu'au collecteur du système de mesure pour le transfert de propriété	1 219	12,7	4 960	50	CSA Z245.1 Gr 414 CAT II

Description de la conduite	Diamètre externe (mm)	Épaisseur de la paroi (mm)	Pression nominale (kPag)	Classe de pression (PN ou ANSI)	Type de matériau et nuance (MPa)
Conduites de chargement reliant le terminal de réservoirs aux postes d'amarrage	914	12,7	4 960	50	CSA Z245.1 Gr 359 CAT II
Conduite de retour des vapeurs <sup>1</sup>	610	6,35	207	6	Voir la remarque 2
Remarques :					
1. Le matériau de la conduite de retour des vapeurs sera choisi lors de la conception détaillée.					
2. L'article 154.2100 des <i>U.S. Coast Guard Regulations</i> prévoit que ces canalisations doivent être en acier inoxydable duplex.					

### 7.2.3.5 Régulation de la pression et protection contre la surpression

Le terminal maritime d'Énergie Est à Canaport et les pompes de chargement du terminal de réservoirs de stockage de Saint John seront contrôlés par le système de contrôle local et le CCO afin de s'assurer qu'ils respectent les plages de pression prescrites. La pression du pétrole dans la conduite reliant les pompes de chargement aux bras de chargement sera continuellement surveillée au moyen de capteurs de pression installés sur la conduite.

La vitesse des pompes de chargement et la position de la vanne de régulation de la pression des pompes de chargement seront contrôlées afin de s'assurer que la pression de refoulement des pompes est maintenue.

Des conduites conçues pour des pressions plus élevées ou des soupapes de surpression seront utilisées afin de prévenir la surpression causée par la poussée hydraulique. Si des soupapes de surpression sont utilisées, elles achemineront le pétrole vers le terminal de réservoirs de stockage de Saint John.

Des soupapes de sécurité seront installées sur les conduites afin d'assurer la décharge thermique des sections fermées.

### 7.2.3.6 Détection des fuites

Un système de détection des fuites détectera les fuites de pétrole dans la conduite reliant le terminal de réservoirs de stockage de Saint John au terminal maritime d'Énergie Est à Canaport. Le débit du pétrole sera mesuré au terminal de réservoirs de stockage par des compteurs de transferts de propriété et une fois de plus en amont des bras de chargement par un débitmètre. Ce système sera intégré au système de détection des fuites de l'oléoduc et inclura des capteurs de pression et de température. De plus amples renseignements sur la détection des fuites se trouvent à la Section 4 du Volume 7, Exploitation.

### 7.2.3.7 Dispositifs de confinement secondaire du pétrole

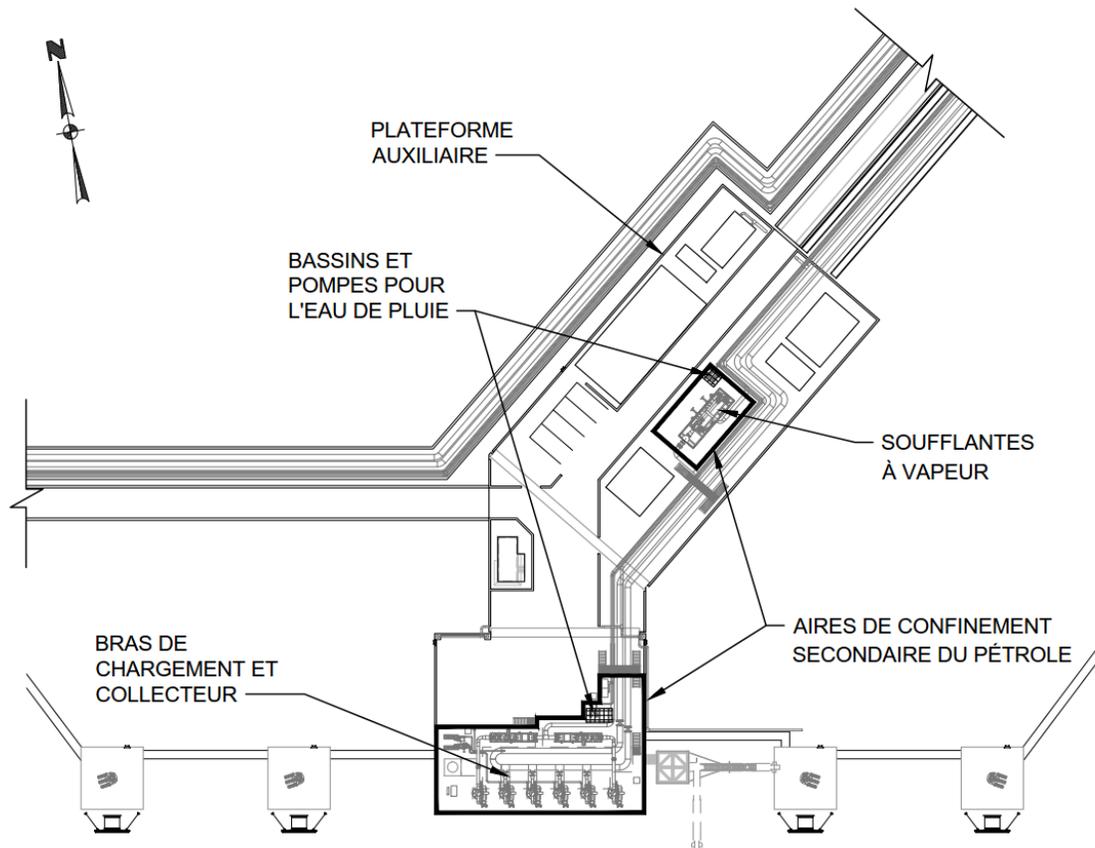
Des dispositifs de confinement secondaire du pétrole seront aménagés autour des bras de chargement, du collecteur de pétrole et des pare-détonation, qui seront situés sur les plateformes de chargement. Des dispositifs de confinement secondaire seront également installés autour des soufflantes à vapeur, qui seront situées sur les plateformes auxiliaires.

Des tabliers et des bordures en béton dirigeront l'eau de pluie qui tombe dans les aires de confinement vers des réservoirs collecteurs à double paroi, à partir desquels l'eau sera pompée jusqu'à la rive. Si des essais démontrent que l'eau est contaminée, l'eau sera transportée à l'extérieur du terminal afin d'être traitée ou éliminée. En cas de déversement, le pétrole sera confiné, dirigé vers les réservoirs et pompé dans le réservoir de stockage situé sur la rive par le même système.

La taille et la capacité des aires de confinement et des pompes du réservoir collecteur correspondent à la plus élevée des valeurs suivantes :

- 110 % des précipitations maximales par heure
- le volume de pétrole déversé avant la fermeture des vannes d'arrêt d'urgence

Les emplacements des aires de confinement secondaire sont présentés à la figure 7-10.



**Figure 7-10 : Installations extracôtières du terminal maritime d'Énergie Est à Canaport – Aires de confinement secondaire**

#### **7.2.3.8 Équipement d'intervention en cas de déversement**

Le terminal maritime d'Énergie Est à Canaport sera doté d'équipement d'intervention en cas de déversement, y compris de barrières flottantes qui seront déployées par de petits bateaux. Les barrières flottantes seront déployées uniquement en cas d'incident. En cas de déversement, une petite grue située sur la plateforme auxiliaire sera utilisée pour mettre à l'eau et retirer de l'eau un bateau doté d'équipement d'intervention et de confinement.

Les mesures d'intervention en cas de déversement sont décrites à la Section 6 du Volume 7, Préparation et intervention en cas d'urgence.

#### **7.2.4 Infrastructure maritime**

La conception de l'infrastructure maritime du terminal maritime d'Énergie Est à Canaport tient compte de l'amplitude importante des marées et des conditions (vents, vagues et courants) dans la Baie de Fundy.

Ces facteurs ont plus particulièrement une incidence sur la hauteur des tabliers des plateformes de chargement, de la plateforme auxiliaire et des ducs d'albe; le nombre, la taille et la capacité structurale des pilotis; la protection contre la corrosion et le recouvrement de l'armature.

#### 7.2.4.1 Ponts sur chevalets

Les postes d'amarrage du terminal maritime d'Énergie Est à Canaport seront accessibles au moyen de ponts sur chevalets. Les ponts sur chevalets :

- permettront aux véhicules et au personnel d'accéder aux plateformes de chargement
- relieront les postes d'amarrage et abriteront les conduites, les installations de services et l'équipement électrique

La taille et l'orientation des structures sont présentées dans le Tableau 7-14.

**Tableau 7-14 : Ponts sur chevalets préliminaires du terminal maritime**

Terminal	Emplacement	Type de pont sur chevalets	Longueur approx. (m)	Largeur approx. (m)
Terminal maritime d'Énergie Est à Canaport	De la rive (culée) jusqu'au poste d'amarrage 1	Sur pilotis	1 240	13,5
	Entre le poste d'amarrage 1 et le poste d'amarrage 2	Sur pilotis	400	13,5

Des revêtements résistants à la corrosion et de l'acier plus épais seront utilisés afin de composer avec la vitesse de corrosion prévue et de tenir compte de la durée de vie utile des structures. En outre, selon ce qui sera déterminé lors de la conception détaillée, la protection cathodique pourrait être utilisée comme mesure de protection supplémentaire pour les composantes en acier submergées.

Des barrières de sécurité en béton seront aménagées le long des routes. Du côté riverain du pont à chevalets, une culée en béton ancrée dans la roche fera la transition entre la zone intertidale et la structure sur pilotis.

#### 7.2.4.2 Plateformes

Les plateformes de chargement accueilleront l'équipement mécanique, l'équipement électrique et l'équipement de contrôle nécessaires au chargement du pétrole. Les plateformes de chargement et les plateformes auxiliaires seront sur pilotis. L'élévation des plateformes a été conçue en tenant compte des marées dans la Baie de Fundy et de la hauteur potentielle des crêtes des vagues pendant les tempêtes.

Des passerelles relieront les plateformes de chargement aux ducs d'albe. Le personnel pourra accéder aux pétroliers au moyen d'une passerelle d'accès.

### **7.2.4.3 Ducs d'albe d'accostage et d'amarrage**

Des ducs d'albe d'accostage et d'amarrage permettront l'accostage et l'amarrage sécuritaires des pétroliers. Le nombre, l'emplacement et l'élévation des structures d'amarrage ont été établis en fonction de l'amplitude de la marée dans la Baie de Fundy et de la variation du tirant d'eau d'un pétrolier amarré après son chargement.

Les ducs d'albe d'amarrage sont des structures fixes auxquelles sont attachées les amarres d'un pétrolier afin de s'assurer que celui-ci reste accosté. Chaque duc d'albe d'amarrage sera doté de crochets à ouverture rapide qui permettront de retenir les amarres d'un pétrolier dans les conditions normales et de les libérer au besoin en cas d'urgence.

Les ducs d'albe d'accostage fournissent des points de contact permanents à un pétrolier amarré. Chaque duc d'albe d'accostage sera doté d'un dispositif de défense d'accostage et comportera des crochets à ouverture rapide permettant d'attacher les amarres de poste des pétroliers. Pendant l'amarrage d'un pétrolier, les défenses d'accostage absorberont et dissiperont la force de choc sans que le pétrolier ou le terminal soient endommagés. Les défenses continueront de stabiliser le pétrolier et de protéger la plateforme une fois qu'un pétrolier sera amarré.

Les crochets d'amarrage seront dotés d'un cabestan électrique servant à amener le filin porte-amarre et la ligne d'amarre jusqu'au crochet à ouverture rapide. Grâce à ce dispositif, les équipes d'amarrage n'auront pas à manipuler les lignes manuellement, ce qui élimine un danger potentiel. Les crochets à ouverture rapide seront contrôlés à partir de l'abri de l'opérateur du poste d'amarrage et, en cas d'urgence, les lignes d'amarre pourront être libérées à distance afin de permettre au pétrolier de quitter le poste d'amarrage rapidement et de manière sécuritaire.

## **7.2.5 Infrastructure civile**

En raison de la superficie restreinte de la zone intertidale au terminal maritime d'Énergie Est à Canaport et de la proximité du terminal de réservoirs de stockage de Saint John, qui est situé à moins de deux kilomètres du pont sur chevalets, de nombreux systèmes liés à l'infrastructure civile décrits aux sections 7.2.5.1 à 7.2.5.4 seront situés à l'intérieur du périmètre du terminal de réservoirs de Saint John.

### **7.2.5.1 Gestion des eaux pluviales**

L'eau de pluie qui tombe dans les aires de confinement secondaire sera pompée dans un réservoir situé dans le terminal de réservoirs et testée. Si elle respecte les limites prescrites par la réglementation applicable, elle sera rejetée. Si l'eau est contaminée, elle sera transportée à l'extérieur du terminal afin d'être traitée ou éliminée.

L'eau de pluie qui tombe à l'extérieur des aires de confinement sera drainée dans la Baie de Fundy.

#### 7.2.5.2 Gestion des eaux usées

Dans la mesure du possible, l'eau potable du terminal maritime d'Énergie Est à Canaport sera fournie par la municipalité. Si cela n'est pas possible, de l'eau potable sera transportée par camion et stockée dans une citerne. Un puits pourrait également être foré afin d'assurer l'approvisionnement en eau potable.

Dans la mesure du possible, les eaux usées seront rejetées dans le réseau d'égouts municipal. Si cela n'est pas possible, les eaux usées seront stockées dans des fosses septiques et enlevées par camion.

#### 7.2.5.3 Sécurité

Le terminal maritime d'Énergie Est à Canaport utilisera la même entrée sécurisée que les installations d'Irving Oil à Canaport. Les mesures de sécurité précises seront déterminées lors de la conception détaillée.

#### 7.2.5.4 Fondations

Les bâtiments, l'équipement et les structures seront soutenus par des pieux en acier ou des fondations en béton.

### 7.2.6 Bâtiments

Les méthodes d'enquête et de conception seront conformes au *Code national du bâtiment du Canada* en ce qui a trait à la composante côtière du terminal maritime.

Le Tableau 7-15 présente les bâtiments du terminal maritime d'Énergie Est à Canaport.

**Tableau 7-15 : Liste préliminaire des bâtiments du terminal maritime d'Énergie Est à Canaport**

Nom du bâtiment	Usage	Taille approximative <sup>1</sup> (m)	Quantité
Abri de la génératrice d'urgence	Génératrice d'urgence	5 x 8	1
Abri pour l'équipement électrique	Équipement de distribution électrique	22 x 10	1
Bâtiment des pompes à incendie	Pompes à incendie principales et auxiliaires	8,5 x 5	1
Abri de l'opérateur du poste d'amarrage	Espace de travail de l'opérateur du poste d'amarrage et d'équipement de communications	6,5 x 3	1
Hangar des barrières flottantes	Équipement d'intervention en cas de déversement	10 x 4	1

**Tableau 7-15 : Liste préliminaire des bâtiments du terminal maritime d'Énergie Est à Canaport  
(suite)**

Nom du bâtiment	Usage	Taille approximative <sup>1</sup> (m)	Quantité
Hangar du bateau d'intervention en cas de déversement	Bateau d'intervention en cas de déversement	13 x 5	1
Remarque : 1. La taille des bâtiments sera déterminée pendant la conception détaillée.			

## 7.2.7 Infrastructure électrique

### 7.2.7.1 Alimentation électrique

L'alimentation électrique sera fournie par la sous-station située au terminal de réservoirs de Saint John.

Des câbles seront amenés à un commutateur de transfert situé dans l'abri de l'équipement électrique de la zone intertidale et emprunteront le pont sur chevalets jusqu'à l'abri de l'équipement électrique des postes d'amarrage. Une génératrice auxiliaire adjacente à l'abri de l'équipement électrique de la zone intertidale alimentera le terminal maritime en cas d'interruption de l'alimentation principale. L'alimentation provenant de l'abri de l'équipement électrique des postes d'amarrage sera réduite (convertie) au niveau de tension requis pour les systèmes situés sur les postes d'amarrage.

Une alimentation sans interruption, qui inclut des piles de secours, assurera le maintien du fonctionnement des systèmes de contrôle, de communication et de protection électrique essentiels en cas d'interruption de l'alimentation électrique.

### 7.2.7.2 Éclairage

Des luminaires extérieurs seront installés sur des poteaux afin de fournir de l'éclairage dans les zones maritime et intertidale. De l'éclairage de sécurité à pile sera fourni à l'intérieur de l'abri pour l'équipement électrique.

## 7.2.8 Systèmes auxiliaires

### 7.2.8.1 Système de distribution d'eau et d'extinction à mousse

Le système de distribution d'eau et d'extinction à mousse du terminal maritime d'Énergie Est à Canaport sera constitué de pompes, de plateformes de stockage et de mélange de l'émulseur, de conduites de distribution de la mousse et de lances à mousse.

L'eau sera mélangée avec l'émulseur afin de créer une solution moussante qui sera acheminée vers des points de distribution de la mousse sur les plateformes de chargement. Des bornes-fontaines ou des tuyaux d'incendie seront installés sur les plateformes auxiliaires et les ponts sur chevalets afin de combattre les incendies non liés au pétrole qui pourraient survenir sur le pont.

Le système de protection contre les incendies sera finalisé pendant la conception détaillée en consultation avec le service d'incendie local.

#### **7.2.8.2 Système de gestion de la vapeur**

Les compartiments des pétroliers arrivant au terminal contiendront des vapeurs d'hydrocarbures résiduelles et du gaz effluent pauvre en oxygène produit par les générateurs de gaz inerte installés à bord des pétroliers. Un système de gestion de la vapeur automatisé sera installé au terminal maritime afin de collecter et de détruire de manière sécuritaire ces vapeurs et réduire ainsi les émissions dans l'environnement et le potentiel de combustion.

Le terminal maritime d'Énergie Est à Canaport sera doté d'un système de gestion des vapeurs d'hydrocarbures. Ce système inclura des bras de retour des vapeurs situés sur les plateformes de chargement, des soufflantes à vapeur situées sur les plateformes auxiliaires, des oxydeurs thermiques (incinérateurs) et des installations connexes situées au terminal de réservoirs de Saint John.

#### **7.2.8.3 Récipients sous pression et chaudières de chauffage**

Les récipients sous pression seront conçus et construits conformément à la division 1 de la section VIII du *Boiler and Pressure Vessel Code* de l'ASME. La conception et les spécifications des récipients sous pression seront enregistrées auprès de l'autorité compétente dans la province du Nouveau-Brunswick. Les récipients sous pression seront inspectés de la manière prévue dans la norme API STD 510 afin de s'assurer qu'ils sont maintenus en bon état de fonctionnement.

#### **7.2.8.4 Protection cathodique**

Étant donné que les conduites du terminal maritime d'Énergie Est à Canaport devraient être installées en surface, aucune protection cathodique n'a été prévue. La nécessité de recourir ou non à la protection cathodique pour les conduites et l'infrastructure situées dans l'eau sera déterminée lors de la conception détaillée.

## **8.0 INSTALLATIONS DE COMPTAGE DE TRANSFERT DE PROPRIÉTÉ – CONCEPTION GÉNÉRALE**

La présente section présente de l'information générale sur les détails et les considérations de conception technique associés aux installations de comptage de transfert de propriété. Des installations de comptage de transfert de propriété seront nécessaires aux emplacements suivants du réseau d'Oléoduc Énergie Est :

- Terminal de réservoirs Hardisty D
- Station de pompage de Cromer
- Station de comptage de livraison de Montréal
- Station de comptage de livraison de Lévis
- Terminal de réservoirs de Cacouna
- Terminal de réservoirs de Saint John

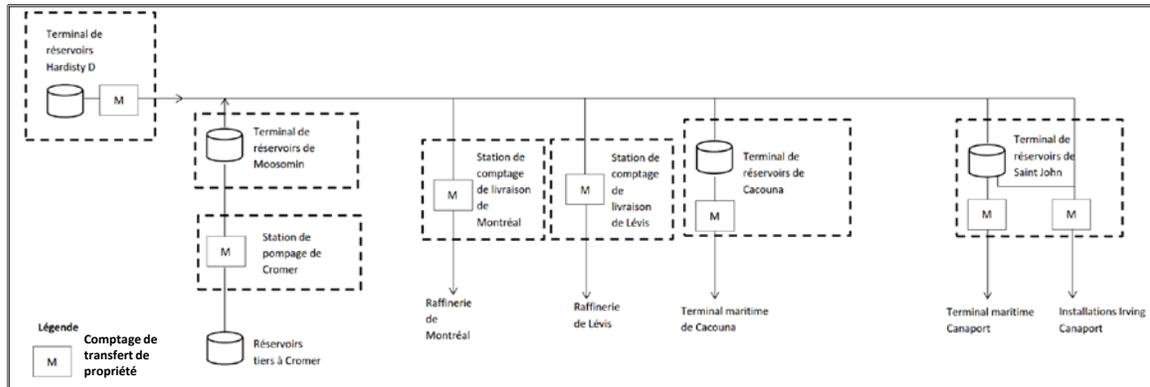
Le pétrole qui entre dans le réseau d'Énergie Est sera mesuré au terminal de réservoirs Hardisty D et à la station de pompage de Cromer. Le pétrole qui sort du réseau sera mesuré aux stations de comptage de livraison de Montréal et de Lévis et aux terminaux de réservoirs de Cacouna et de Saint John (voir la Figure 8-1). Le comptage de transfert de propriété sera effectué par des batteries de compteurs comportant chacune plusieurs sections de mesure et collecteurs.

Les stations de comptage et les batteries de compteurs comprennent les éléments principaux suivants :

- compteurs de transfert de propriété et appareils d'étalonnage des compteurs;
- conduites;
- canalisation de réception (pour les stations de comptage);
- bâtiments abritant l'équipement de mesure de la qualité du pétrole, l'équipement électrique, les matériaux, les outils et les fournitures.

Les compteurs de transfert de propriété serviront également à assurer la détection des fuites dans l'Oléoduc Énergie Est.

Pour les besoins de cette demande, les batteries de compteurs situées aux réservoirs de stockage et aux stations de pompage ou à proximité sont appelées « batteries de compteurs », alors que celles installées dans des sites autonomes sont appelées « stations de comptage ».



**Figure 8-1 : Sites de comptage de transfert de propriété**

## 8.1 SÉCURITÉ ET PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

Des mesures de sécurité et de protection de l'environnement seront intégrées aux stations de comptage et aux batteries de compteurs pour réduire les risques d'incidents tels que les déversements de pétrole ou les incendies et pour atténuer les effets possibles de ces incidents.

### 8.1.1 Mesures de prévention et d'atténuation des déversements de pétrole

Les éléments sous pression, comme les compteurs, les conduites et les vannes utilisés pour le transport du pétrole dans les stations de comptage et dans les batteries de compteurs, fournissent une protection primaire contre les déversements. Ils seront faits en acier ordinaire et conçus conformément aux normes industrielles pour les conditions de services prévues.

Une fois installés, ces éléments formeront un circuit fermé. La pression sera contenue grâce à l'épaisseur et à la résistance de l'acier choisi pour chacun des composants, qui seront conçus afin de résister à la pression d'exploitation maximale du système. La conception respectera la norme CSA Z662-11.

L'intégrité des éléments sous pression sera vérifiée durant la fabrication et la construction et maintenue pendant l'exploitation grâce à des mesures telles que :

- l'exécution du programme de gestion de la qualité de TransCanada en ce qui concerne la vérification des matériaux et des méthodes de fabrication;
- le revêtement des surfaces et la pose de dispositifs de protection cathodique pour prévenir la corrosion;
- la réalisation d'essais hydrauliques sur les conduites durant la construction;
- le fonctionnement à une pression approuvée;
- la mise en place du programme de gestion de l'intégrité de TransCanada.

Un système de vidange permettra d'évacuer le contenu des conduites dans un réservoir collecteur, afin de réduire les risques de déversement de pétrole pendant les opérations d'entretien.

Des vannes d'admission et de refoulement montées de chaque côté de l'installation de comptage de transfert de propriété limiteront l'étendue des déversements. Ces vannes seront actionnées par des moteurs électriques et pourront être fermées localement ou à distance. De plus, des vannes d'isolement situées à l'entrée et à la sortie des terminaux de réservoirs, de la station de pompage de Cromer et des stations de comptage de livraison de Montréal et de Lévis interrompront le débit de pétrole.

### **8.1.2 Prévention et atténuation des incendies**

La prévention des incendies sera principalement réalisée par la réduction des vapeurs émises par des éléments contenant du pétrole et par l'élimination des sources potentielles d'inflammation autour de ces éléments. Comme il est préalablement décrit à la section 8.1.1, Mesures de prévention et d'atténuation des déversements de pétrole, les éléments sous pression formeront un circuit fermé. L'équipement électrique sera séparé des éléments contenant du pétrole ou doté de dispositifs de protection lui permettant de fonctionner en toute sécurité à proximité de ces mêmes éléments.

Les événements des réservoirs collecteurs seront munis d'un coupe-flamme afin d'empêcher l'inflammation des vapeurs dans les réservoirs collecteurs.

Des détecteurs de chaleur et de fumée seront placés dans les abris à équipement électrique. Ces instruments seront surveillés par le système de contrôle et, s'ils se déclenchent, une alarme sera envoyée au centre de contrôle des opérations (CCO) de TransCanada, à Calgary en Alberta.

Si l'incendie est confirmé, un arrêt d'urgence peut être déclenché localement ou à distance par le CCO.

Les vannes d'isolement seront protégées contre les incendies. En cas de feu, un sceau métallique ignifugé secondaire assurera l'étanchéité du joint flexible primaire si celui-ci est endommagé.

## **8.2 COMPOSANTES CONTENANT DU PÉTROLE**

### **8.2.1 Compteurs de transfert de propriété**

Les stations de comptage et les batteries de compteurs seront dotées de sections de mesure avec compteurs volumétriques. Des émetteurs redondants situés dans le collecteur d'admission mesureront la pression et la température. L'information sera utilisée par le calculateur de débit pour déterminer le volume standard brut de pétrole.

Les compteurs fonctionneront à des débits inférieurs à leur capacité maximum, avec une précision estimée de volume standard brut de  $\pm 0,25$  %. L'indice des compteurs de transfert de propriété sera confirmée par des appareils d'étalonnage à bille montés, conformément au *Manual of Petroleum Measurement Standards* de l'American Petroleum Institute (API).

Un ensemble distinct de transmetteurs de pression se trouvera dans le collecteur d'admission. Un automate programmable local (PLC) utilisera les données provenant de ces transmetteurs pour surveiller et réguler la pression dans les compteurs au moyen d'une vanne de régulation à contre-pression.

La conception du système de comptage évoluera avec l'avancement de la conception détaillée.

### **8.2.2 Conduites**

Les conduites seront conçues, fabriquées et testées conformément à la norme CSA Z662-11.

La protection contre la corrosion des installations souterraines sera assurée par le revêtement et la protection cathodique des conduites. Le revêtement primaire de la surface externe des conduites souterraines sera constitué d'époxy liée par fusion. Les soudures annulaires effectuées sur le site seront protégées par un revêtement époxydique appliqué sur place.

Les conduites et l'équipement de surface seront revêtus d'une couche de peinture adaptée aux conditions du milieu où les conduites seront installées.

### **8.2.3 Régulation de la pression et protection contre la surpression**

La régulation de la pression et la protection contre la surpression des batteries de compteurs des terminaux de réservoirs ou des stations de pompage sont décrites dans les sections correspondantes. Pour les stations de comptage de Montréal et de Lévis, des vannes réguleront la pression d'admission.

Le système de protection générale contre les surpressions de l'Oléoduc Énergie Est protège les stations de comptage (se reporter à la section 2, Stations de pompage – Conception générale).

Les poussées hydrauliques subies par les stations de comptage seront évaluées lors de la conception détaillée. Lorsque ce sera nécessaire, on aura recours à des conduites supportant des pressions plus élevées, à des soupapes de surpression ou à des réservoirs d'expansion pour prévenir les surpressions provoquées par une poussée hydraulique. Quand des soupapes de surpression seront utilisées, elles dirigeront l'écoulement vers un réservoir.

Des soupapes de sûreté seront montées dans les conduites afin de permettre la dilatation thermique des sections obstruées. Ces soupapes refouleront le pétrole dans le système d'évacuation.

#### **8.2.4 Système de détection des fuites**

Les mesures de détection des fuites des batteries de compteurs associées aux terminaux de réservoirs ou aux stations de pompage sont décrites dans les sections pertinentes. Le système de détection des fuites de l'oléoduc s'étendra aux stations de comptage de Montréal et de Lévis. Si une fuite est détectée, l'exploitation de l'oléoduc et des stations sera arrêtée, le secteur où la fuite est survenue sera isolé en fermant les vannes d'isolement de la station et le plan d'intervention d'urgence de TransCanada sera mis en œuvre. De plus amples renseignements sur la détection des fuites se trouvent dans la section 4 du Volume 7, Exploitation.

#### **8.2.5 Système d'évacuation du pétrole**

Un système d'évacuation du pétrole permettra de vidanger l'équipement et les conduites de la station à des fins d'entretien. La conduite d'évacuation sera raccordée à un collecteur, lui-même relié à un ou plusieurs réservoirs collecteurs.

Le réservoir collecteur sera doté d'une double paroi en fibre de verre anticorrosion, la coque intérieure assurant le confinement primaire et la coque extérieure, le confinement secondaire. L'espace entre les deux parois sera surveillé afin de détecter les fuites. Le réservoir sera muni de deux instruments indépendants surveillés par le système de contrôle.

Si le niveau de pétrole dans le réservoir collecteur atteint le point de consigne de haut niveau, une alarme s'actionnera et, si le niveau monte encore jusqu'au très haut niveau, l'arrêt d'urgence sera déclenché afin d'arrêter tous les systèmes raccordés.

L'emplacement, le nombre et la taille des réservoirs collecteurs seront déterminés pendant la conception détaillée.

#### **8.2.6 Système de détection des lots sur place**

Un système de détection des lots sera installé dans les batteries de compteurs et dans les stations de comptage. La détection des lots à l'admission des terminaux de réservoirs est décrite dans la section 4, Terminaux de réservoirs – Conception générale.

Ce système sera constitué d'un abri monté sur patins comprenant une petite pompe, un viscosimètre et un densitomètre. Il servira à détecter l'interface entre deux lots de pétrole dans l'oléoduc en mesurant la densité et la viscosité. Cette information sera envoyée au CCO par l'entremise du système d'acquisition et de contrôle des données (SCADA).

### **8.3 INFRASTRUCTURES CIVILES**

L'équipement, les bâtiments et les structures reposeront sur des piles d'acier ou de béton ou sur des fondations de béton. La zone clôturée des stations sera recouverte de gravier concassé.

#### **8.3.1 Gestion des eaux pluviales**

Les eaux pluviales et les écoulements d'eaux autour des compteurs seront dirigés vers un bassin d'eaux pluviales grâce à l'aménagement d'une pente. Le bassin sera doté d'une membrane imperméable. Dans les autres zones, les écoulements d'eau pluviale seront dirigés vers un système de drainage naturel.

Les eaux pluviales collectées dans le bassin d'eaux pluviales seront analysées. Si elles respectent les critères réglementaires applicables, elles seront envoyées dans des zones de drainage naturelles. Si elles ne respectent pas les limites prescrites, elles seront acheminées hors du site pour être traitées ou éliminées.

#### **8.3.2 Fondations**

Les bâtiments, l'équipement et les structures seront soutenus par des pieux en acier ou en béton ou par des fondations en béton armé. La zone clôturée des stations sera recouverte de gravier concassé.

#### **8.3.3 Sécurité**

Les stations de comptage seront équipées de barrières de sécurité et d'une clôture périmétrique (stations de comptage autonomes seulement) et seront éclairées. Les mesures particulières seront déterminées lors de la conception détaillée.

#### **8.3.4 Paramètres géotechniques**

Chaque station de comptage fera l'objet, au deuxième semestre 2014 et en 2015, d'une étude géotechnique réalisée conformément à la norme CSA Z662-11 et au *Code national du bâtiment du Canada*. En ce qui concerne les études portant sur les batteries de compteurs des stations de pompage et des terminaux de réservoirs, se reporter à la Section 2, Stations de pompage – Conception générale et Section 5.0, Terminaux de réservoirs – Renseignements spécifiques relatifs au site.

Si l'étude révèle des conditions non prévues dans la norme CSA Z662-11, Énergie Est produira un rapport écrit d'un ingénieur qualifié comprenant la description des plans de conception et mesures nécessaires pour protéger les installations de comptage.

Les études géotechniques viseront les éléments principaux de conception suivants :

- Conditions du sol sous-jacent : Les résultats des forages et des échantillons de sol seront analysés pour déterminer la nature du sol, la présence éventuelle de matière défavorable, comme le pergélisol ou une roche acide, et sa qualité pour la conception des fondations.
- Stabilité de la pente : Les pentes importantes seront examinées pour définir les zones actives de glissement de terrain, de coulées de boue et d'éboulement ou les événements passés susceptibles de se reproduire sous l'effet de la construction.
- Failles et sismicité : Les enregistrements de tremblements de terre passés et les renseignements géologiques accessibles seront analysés pour évaluer l'intensité des futures secousses sismiques et leurs possibilités d'impacts négatifs sur les installations de comptage.
- Subsidence du sol et autres risques géologiques : Le potentiel d'affaissement du sol due à des causes naturelles et à l'activité humaine sera évalué par le passage en revue de l'historique et par des reconnaissances aériennes.

## **8.4 INFRASTRUCTURE ÉLECTRIQUE**

### **8.4.1 Alimentation électrique**

L'alimentation à 600 volts des stations de comptage de Lévis et de Montréal sera fournie par une entreprise de services publics. Le courant sera distribué à l'équipement électrique des stations de comptage à partir d'un abri. Pour ce qui est des batteries de compteurs, se reporter à la Section 2, Stations de pompage – Conception générale et Section 4.0, Terminaux de réservoirs – Conception générale.

### **8.4.2 Alimentation sans coupure**

Une alimentation sans coupure comprenant une batterie de secours maintiendra le fonctionnement des systèmes de commande, de communication et de protection électrique vitaux jusqu'à huit heures en cas de panne de courant. Des dispositifs à énergie emmagasinée fermeront également les vannes d'isolement – en cas de panne de courant.

### **8.4.3 Éclairage**

Des dispositifs extérieurs montés sur des poteaux et sur les abris assureront l'éclairage de sécurité et des opérations d'entretien. Un éclairage de secours sur batterie sera prévu à l'intérieur des abris électriques et dans les bâtiments qui seront occupés.

## **8.5 SYSTÈMES AUXILIAIRES**

### **8.5.1 Appareils à pression et chaudières de chauffage**

Des réservoirs d'air anti-bélier pourraient être installés à certains emplacements afin de composer avec les coups de bélier. Leur emplacement et leur nombre seront déterminés lors de la conception détaillée.

Ces appareils seront conçus conformément au *Boiler and Pressure Vessel Code* (BPVC) de l'ASME, section VIII, division 1. La conception et la spécification des appareils à pression seront enregistrées auprès de l'autorité compétente de la province où ils sont situés. Ces appareils seront inspectés comme le stipule l'API STD 510, pour déterminer qu'ils sont conservés en bon état de fonctionnement.

### **8.5.2 Protection cathodique**

Les stations de comptage seront équipées de dispositifs de protection cathodique (PC) par courant imposé destinés à protéger les conduites souterraines. Ces systèmes comprendront des déversoirs et des redresseurs, selon les indications de la conception détaillée. Des éléments d'infrastructure autres que ceux servant à la protection cathodique, comme l'infrastructure civile ou électrique, seront envisagés durant la conception détaillée, afin de garantir la distribution appropriée du courant de protection cathodique. Des systèmes de surveillance détermineront l'efficacité du courant utilisé pour la PC.

## **8.6 SYSTÈMES DE CONTRÔLE**

### **8.6.1 Automates programmables**

Les stations de comptage et les batteries de compteurs seront surveillées et commandées à distance, à partir du CCO, par l'entremise du système SCADA. Ce dernier communiquera avec les automates programmables (PLC) installés dans les stations de comptage et les batteries de compteurs. Les stations de comptage seront dotés d'un automate programmable propre à la station et d'un automate programmable de comptage. Les terminaux de réservoirs équipés de batteries de compteurs seront dotés d'un automate programmable propre au terminal (comme il est indiqué dans la section 4.6, Systèmes de contrôle) et d'un automate programmable de comptage. La station de pompage de Cromer et la batterie de compteurs connexe seront dotés d'un automate programmable propre à la station (voir la section 2.6, Systèmes de contrôle) et d'un automate programmable de comptage.

Les rôles principaux des automates programmables seront de :

- protéger le processus et l'équipement;
- manœuvrer les vannes;
- échanger des données avec le système SCADA;
- actionner la pompe de puisard.

Un automate programmable de comptage contrôlera le fonctionnement des batteries de compteurs, de l'appareil d'étalonnage des compteurs et de l'équipement d'échantillonnage automatique. Il recevra l'information des calculateurs de débit et autres instruments de mesure et communiquera avec les autres automates et avec le système SCADA.

En cas de défaillance de l'automate de comptage, le débit de pétrole sera arrêté.

### **8.6.2 Interface homme-machine**

Une interface homme-machine locale permettra les échanges entre le personnel sur le terrain et les automates programmables. Elle produira un résumé des alarmes pour tous les dispositifs de la station et rendra possible la commande locale de l'équipement pendant les opérations d'entretien et de dépannage. L'interface homme-machine locale sera munie d'un écran affichant :

- information sur le fonctionnement des processus et de l'équipement;
- alarmes et arrêts
- les commandes du CCO de TransCanada et les commandes locales.

### **8.6.3 Système d'arrêt d'urgence**

Un système d'arrêt d'urgence arrêtera et isolera automatiquement la station de comptage en cas de danger, comme :

- la défaillance d'un automate programmable;
- un niveau élevé dans le réservoir collecteur;
- une panne d'alimentation du système de commande.

Cet arrêt d'urgence pourra être déclenché soit à partir du CCO, par l'intermédiaire du système SCADA, soit par le personnel sur place, par l'intermédiaire de l'interface homme-machine, ou encore par boutons-poussoirs manuels.

Au déclenchement d'un arrêt d'urgence, la station de comptage sera isolée par la fermeture des vannes d'admission et de refoulement (les vannes seront équipées d'actionneurs à énergie emmagasinée permettant la manœuvre en cas de coupure d'alimentation).

Un système à relais câblé et indépendant servira de secours pour la logique d'arrêt d'urgence de l'automate programmable. Ce système sera conçu pour répéter la réponse produite par l'automate au cas où celui-ci tomberait en panne.

La défaillance d'un élément déclencheur d'arrêt d'urgence provoquera elle-même un arrêt d'urgence.

Les systèmes d'arrêt d'urgence des batteries de compteurs installées au terminaux de réservoirs et à la station de pompage de Cromer ou aux terminaux de réservoirs sont décrits aux sections 2.6.3 - Systèmes d'arrêt d'urgence et 4.6.3 - Systèmes d'arrêt d'urgence, respectivement.

#### **8.6.4 Communications entre les systèmes**

Un réseau de télécommunication étendu permettra les communications entre le système SCADA et les stations de comptage. Les circuits primaires et secondaires de réseau étendu seront accessibles à partir du CCO et du centre de contrôle de secours à la station. Les services et l'infrastructure de télécommunication seront déterminés lors de la conception détaillée. Ils pourraient inclure les éléments suivants :

- câble souterrain, fibre optique ou cuivre, souvent fournis par les compagnies de téléphone;
- satellite;
- téléphonie cellulaire.

#### **8.7 BRUIT**

Le bruit produit par les batteries de compteurs des terminaux de réservoirs ou des stations de pompage est décrit dans les sections pertinentes. Les stations de comptage de Montréal et de Lévis seront conçues pour respecter les normes de bruit indiquées dans le tableau 8-1.

**Tableau 8-1 : Normes de bruit**

<b>Province</b>	<b>Norme applicable</b>
Québec	<ul style="list-style-type: none"><li>• Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MDDELCC)</li><li>• Pour l'exploitation : Note d'instructions 98-01, <i>Traitement des plaintes sur le bruit et exigences aux entreprises qui le génèrent</i></li><li>• Pour la construction: Limites et lignes directrices préconisées par le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MDDELCC) relativement aux niveaux sonores provenant d'un chantier de construction.</li></ul>

Les sources de bruit continu seront les conduites et les transformateurs d'alimentation. Le bruit des stations de comptage variera en fonction des installations avoisinantes et des conditions environnementales, comme le vent et la topographie.

D'autres évaluations du bruit seront réalisées et des mesures d'atténuation seront mises en œuvre au besoin afin de respecter les normes applicables. Les mesures d'atténuation pourraient inclure ce qui suit :

- isolation isophonique des conduites et de l'équipement;
- enceintes réduisant les sons;
- terre-pleins ou murs antibruit.

## **8.8 AIRES PROTÉGÉES DÉSIGNÉES**

Aucune station de comptage n'est située dans une aire protégée désignée.

## **9.0 INSTALLATIONS DE COMPTAGE DE TRANSFERT DE PROPRIÉTÉ - RENSEIGNEMENTS SPÉCIFIQUES RELATIFS AU SITE**

La présente section présente des renseignements spécifiques relatifs au site des installations de comptage de transfert de propriété requises pour le système d'Oléoduc Énergie Est. Des installations de comptage de transfert de propriété seront nécessaires aux emplacements suivants :

- Terminal de réservoirs Hardisty D
- Station de pompage Cromer
- Station de comptage de livraison de Montréal
- Station de comptage de livraison de Lévis
- Terminal de réservoirs de Cacouna
- Terminal de réservoirs de 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 Cromer. Le pétrole qui sort du réseau sera mesuré aux stations de comptage de livraison de Montréal et Lévis et aux terminaux de réservoirs de Cacouna et de Saint John. Le comptage de transfert de propriété sera effectué par des batteries de compteurs comportant chacune plusieurs sections de mesure et collecteurs.

Les compteurs de transfert de propriété serviront également à assurer la détection des fuites dans l'Oléoduc Énergie Est.

### **9.1 BATTERIE DE COMPTEURS HARDISTY D**

La batterie de compteurs Hardisty D sera située dans le terminal de réservoirs. Chaque lot d'un même type de pétrole sera transféré par les pompes d'appoint d'un ou de plusieurs réservoirs vers les compteurs de transfert de propriété. Une fois mesuré, le pétrole sera acheminé vers la station de pompage Hardisty D pour le transport par l'Oléoduc Énergie Est.

Pour en savoir plus sur l'emplacement et sur les processus du terminal de réservoirs Hardisty D, voir la Section 5, Terminaux de réservoirs – Renseignements spécifiques relatifs au site.

Les paramètres de conception préliminaire de la batterie de compteurs Hardisty D sont exposés dans le Tableau 9-1.

**Tableau 9-1 : Terminal de réservoirs Hardisty D – Paramètres préliminaires de la batterie de compteurs de transfert de propriété**

Installation	Nombre de compteurs <sup>1</sup> (mm)	Nombre d'appareils d'étalonnage (mm)	Débit minimum par compteur (par jour)	Débit maximum par compteur (par jour)	Débit maximum (par jour)	Pression d'admission (kPa)	Pression de refoulement (kPa)
Terminal de réservoirs Hardisty D	7 x 406 (DN 16)	1 x 762 (DN 30)	9 600 m <sup>3</sup> (60 000 barils)	48 000 m <sup>3</sup> (302 400 barils)	199 000 m <sup>3</sup> (1 250 000 barils)	850–1 105	560–695
Remarque :							
1. Un compteur de rechange est prévu pour chaque batterie.							

Les spécifications préliminaires des conduites de mesure de transfert de propriété et d'étalonnage pour les batteries de compteurs associées au terminal de réservoirs Hardisty D sont présentées dans le Tableau 9-2.

**Tableau 9-2 : Terminal de réservoirs Hardisty D – Spécifications préliminaires des conduites des batteries de compteurs et des appareils d'étalonnage de transfert de propriété**

Description de la conduite	Diamètre extérieur (mm)	Pression nominale (kPa)	Épaisseur de paroi (mm)	Classe de pression (PN)	Type et nuance de matériau (MPa)
Batteries de compteurs de transfert de propriété	406 (DN 16)	1 900	12,7	20	CSA Z245.1 Gr 241, CAT II
Conduite de l'étalonneur	762 (DN 30)	1 900	12,7	20	CSA Z245.1 Gr 241, CAT II

## 9.2 BATTERIE DE COMPTEURS DE CROMER

À Cromer, la batterie de compteurs sera située à côté de la station de pompage. Chaque lot d'un même type de pétrole sera transféré aux compteurs de transfert de propriété à partir de réservoirs de stockage de tiers. Une fois mesuré, le pétrole sera acheminé vers la station de pompage pour le transport par la canalisation latérale de Cromer.

Pour en savoir plus sur l'emplacement et sur les processus de la station de pompage de Cromer, voir la Section 2, Stations de pompage – Conception générale.

Les paramètres de conception préliminaire de la batterie de compteurs de Cromer sont exposés dans le Tableau 9-3.

**Tableau 9-3 : Paramètres préliminaires de la batterie de compteurs de transfert de propriété de la station de pompage Cromer**

Installation	Nombre de compteurs <sup>1</sup> (mm)	Nombre d'appareils d'étalonnage (mm)	Débit minimum par compteur (par jour)	Débit maximum par compteur (par jour)	Débit maximum (par jour)	Pression d'admission (kPa)	Pression de refoulement (kPa)
Batterie de compteurs de Cromer	2 x 254 (DN 10)	1 x 508 (DN 20)	6 000 m <sup>3</sup> (38 400 barils)	45 840 m <sup>3</sup> (288 000 barils)	28 000 m <sup>3</sup> (175 000 barils)	800–1 000	500–700

Remarque :

1. Un compteur de rechange est prévu pour chaque batterie.

Les spécifications préliminaires des conduites de mesure de transfert de propriété et d'étalonnage pour les batteries de compteurs associées à la station de pompage Cromer sont présentées dans le Tableau 9-4.

**Tableau 9-4 : Spécifications préliminaires des conduites des batteries de compteurs et des appareils d'étalonnage de transfert de propriété de la station de pompage Cromer**

Description de la conduite	Diamètre extérieur (mm)	Pression nominale (kPa)	Épaisseur de paroi (mm)	Classe de pression (PN)	Type et nuance de matériau (MPa)
Batteries de compteurs de transfert de propriété	324 (DN 12)	1 900	10,3	20	CSA Z245.1 Gr 241, CAT II
Conduite de l'étalonneur	406 (DN 16)	1 900	12,7	20	CSA Z245.1 Gr 241, CAT II

### 9.3 STATION DE COMPTAGE DE LIVRAISON DE MONTRÉAL

La station de comptage de livraison de Montréal sera une station autonome qui mesurera le pétrole livré par l'Oléoduc Énergie Est à une raffinerie existante. La station de comptage sera située près de Montréal, au Québec. Elle sera aménagée sur le territoire de la raffinerie existante, dans une zone industrielle.

Elle sera accessible par la route d'accès principale du boulevard Saint-Jean-Baptiste et disposera de deux entrées.

#### 9.3.1 Emplacement

Les coordonnées de l'emplacement de la station de comptage de livraison de Montréal sont fournies dans le Tableau 9-5. Cet emplacement a été choisi en raison de la proximité de la raffinerie, mais il pourrait être redéfini au fil de l'évolution de la conception détaillée et à la lumière de la rétroaction de la raffinerie.

**Tableau 9-5 : Coordonnées de la station de comptage de livraison de Montréal**

Latitude du centre	Longitude du centre
45° 38' 58" N	73° 32' 20" O
Remarque : Les chiffres ont été arrondis.	

La figure 9-1 présente une vue aérienne de la station de comptage de livraison de Montréal.



**Figure 9-1 : Vue aérienne de la station de comptage de livraison de Montréal**

### 9.3.2 Description du fonctionnement

Le pétrole en provenance de la canalisation latérale de Montréal passera par une canalisation de réception et une vanne de régulation qui réduira la pression. De là, il traversera les compteurs de transfert de propriété pour rejoindre la raffinerie. Des vannes d'isolement à l'admission et au refoulement de la station de comptage serviront à interrompre le débit de pétrole et à isoler la station.

Les éléments principaux de la station de comptage de livraison de Montréal sont illustrés à la figure 9-2.

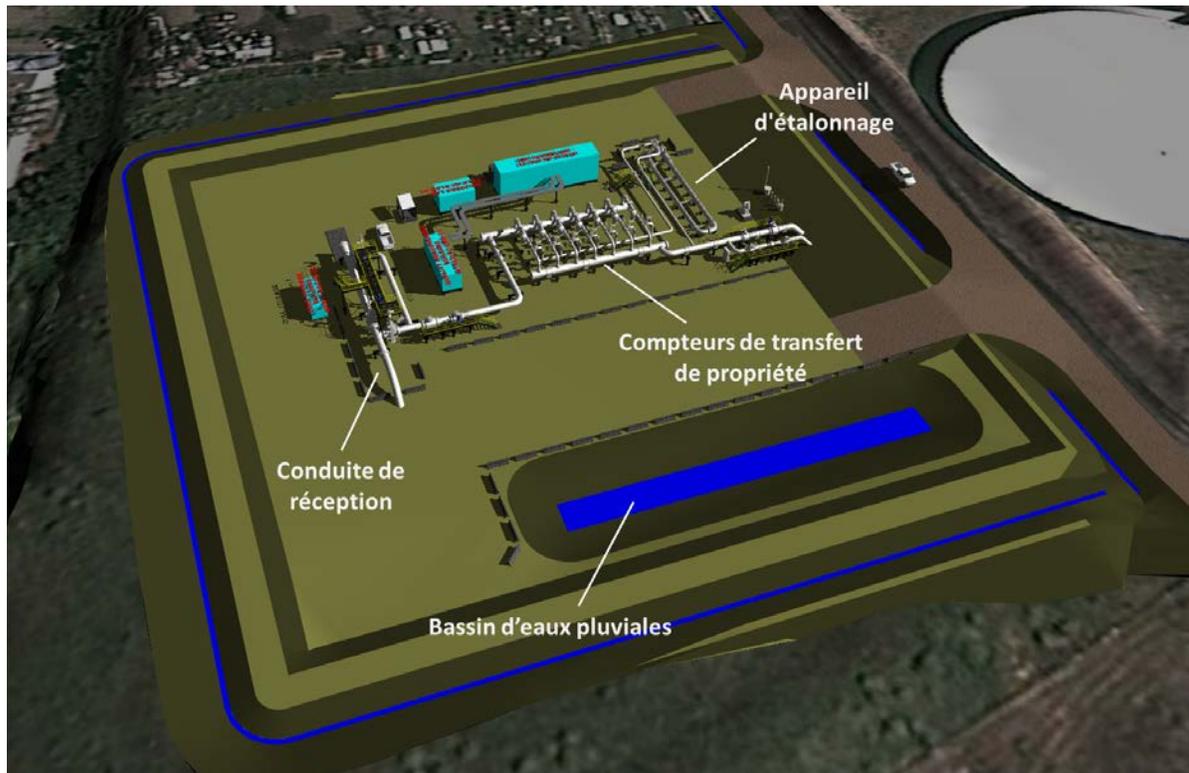


Figure 9-2 : Aménagement conceptuel de la station de comptage de livraison de Montréal

### 9.3.3 Compteurs de transfert de propriété

Les paramètres de conception préliminaire de la station de comptage de livraison sont présentés dans le Tableau 9-6.

Tableau 9-6 : Station de comptage de livraison de Montréal – Paramètres préliminaires de la batterie de compteurs de transfert de propriété

Installation	Nombre de compteurs <sup>1</sup> (mm)	Nombre d'appareils d'étalonnage (mm)	Débit minimum par compteur (par jour)	Débit maximum par compteur (par jour)	Débit maximum (par jour)	Pression d'admission (kPa)	Pression de refoulement (kPa)
Station de comptage de livraison de Montréal	7 x 406 (DN 16)	1 x 762 (DN 30)	9 600 m <sup>3</sup> (60 000 barils)	48 000 m <sup>3</sup> (302 400 barils)	199 000 m <sup>3</sup> (1 250 000 barils)	690–975	115–340
Remarque :							
1. Un compteur de rechange est prévu pour chaque batterie.							

### 9.3.4 Conduites

Les spécifications préliminaires des conduites de mesure de transfert de propriété et de l'étalonneur sont présentées dans le Tableau 9-7.

**Tableau 9-7 : Station de comptage de livraison de Montréal –  
Spécifications préliminaires des conduites**

Description de la conduite	Diamètre extérieur (mm)	Pression nominale (kPa)	Épaisseur de paroi (mm)	Classe de pression (PN)	Type et nuance de matériau (MPa)
Orifice d'entrée de l'Oléoduc Énergie Est (avant le changement de classe de pression)	1 067 (DN 42)	8 450	19,1	100	CSA Z245.1 Gr 359, CAT II
Orifice d'entrée de l'Oléoduc Énergie Est (avant le changement de classe de pression)	914 (DN 36)	8 450	15,9	100	CSA Z245.1 Gr 359, CAT II
Orifice d'entrée de l'Oléoduc Énergie Est (après le changement de classe de pression) Orifice de sortie de la station de comptage	914 (DN 36)	1 900	12,7	20	CSA Z245.1 Gr 241, CAT II
Batterie de compteurs de transfert de propriété	406 (DN 16)	1 900	12,7	20	CSA Z245.1 Gr 241, CAT II
Conduite de l'étalonneur	762 (DN 30)	1 900	12,7	20	CSA Z245.1 Gr 241, CAT II

### 9.3.5 Bâtiments et abris

Les bâtiments et abris prévus pour la station de comptage de livraison de Montréal sont présentés dans le Tableau 9-8.

**Tableau 9-8 : Station de comptage de livraison de Montréal – Liste préliminaire des bâtiments**

Bâtiment	Usage	Taille approximative <sup>1</sup> (m)	Quantité <sup>2</sup>
Bâtiment de mesure de la qualité	Abrite l'équipement d'échantillonnage et d'autre équipement relatif à la qualité du pétrole	11 x 3	1
Bâtiment du laboratoire de calibrage	Abrite le laboratoire d'essai des échantillons d'hydrocarbures	6 x 4	1
Entrepôt frigorifique	Aire d'entreposage	7 x 2	1
Abri de l'équipement électrique	Abrite l'équipement d'alimentation	17 x 4	1
Remarques :			
1. La taille des bâtiments sera confirmée lors de la conception détaillée.			
2. Quantité pour chaque station de comptage ou batterie de compteurs.			

### 9.3.6 Dessins et cartes de référence

Un diagramme des opérations, un plan de terrain et une carte aérienne de la station de comptage de livraison de Montréal sont présentés dans le Tableau 9-9 et joints aux Annexes Vol 6-121 à Vol 6-123.

**Tableau 9-9 : Station de comptage de livraison de Montréal – Dessins préliminaires**

Titre du dessin	Type de dessin	Numéro du dessin	Annexe
Station de comptage de livraison d'Énergie Est à Montréal	Diagramme des opérations	4949-01-00-01-100	Vol 6-121
Station de comptage de livraison d'Énergie Est à Montréal	Plan de terrain	4949-01-00-03-100	Vol 6-122
Station de comptage de livraison d'Énergie Est à Montréal	Carte aérienne	S.O.	Vol 6-123

## 9.4 STATION DE COMPTAGE DE LIVRAISON DE LÉVIS

La station de comptage de livraison de Lévis sera une station autonome qui mesurera le pétrole livré par l'Oléoduc Énergie Est à une raffinerie existante. La station de comptage de livraison sera située près de Lévis, au Québec. Elle sera aménagée sur le territoire de la raffinerie existante, dans une zone industrielle, à proximité des réservoirs.

La station de comptage de livraison sera accessible par la rue Plante et disposera de deux entrées.

### 9.4.1 Emplacement

Les coordonnées de l'emplacement de la station de comptage de livraison de Lévis sont fournies au Tableau 9-10.

L'emplacement a été choisi en raison de la proximité de la raffinerie, mais il pourrait être redéfini au fil de l'évolution de la conception détaillée et de la rétroaction de la raffinerie.

**Tableau 9-10 : Emplacement préliminaire de la station de comptage de livraison de Lévis**

Latitude du centre	Longitude du centre
46° 45' 56" N	71° 11' 55" O
Remarque : Les chiffres ont été arrondis.	

La figure 9-3 présente une vue aérienne de la station de comptage de livraison de Lévis.

#### 9.4.2 Description du fonctionnement

Le pétrole en provenance de la canalisation latérale de Lévis entrera par une canalisation de réception et une vanne de régulation qui réduira la pression. De là, il traversera les compteurs de transfert de propriété pour rejoindre la raffinerie. Des vannes d'isolement à l'admission et au refoulement de la station de comptage serviront à interrompre le débit de pétrole et à isoler la station.



**Figure 9-3 : Vue aérienne de la station de comptage de livraison de Lévis**

Les éléments principaux de la station de comptage de livraison de Lévis sont illustrés à la figure 9-4.

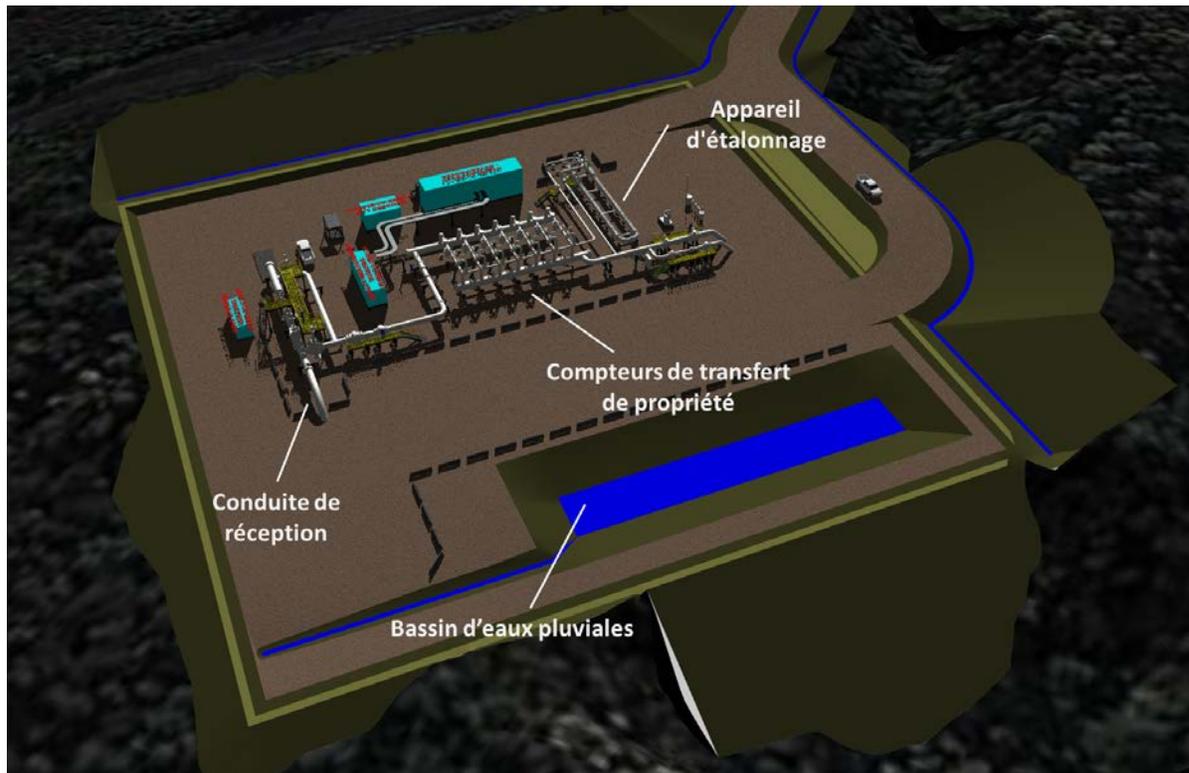


Figure 9-4 : Aménagement conceptuel de la station de comptage de livraison de Lévis

### 9.4.3 Compteurs de transfert de propriété

Les paramètres de conception préliminaire de la station de comptage de livraison sont décrits au Tableau 9-11.

Tableau 9-11 : Paramètres préliminaires de la batterie de compteurs de transfert de propriété – Station de comptage de livraison de Lévis

Installation	Nombre de compteurs <sup>1</sup> (mm)	Nombre d'appareils d'étalonnage (mm)	Débit minimum par compteur (par jour)	Débit maximum par compteur (par jour)	Débit maximum (par jour)	Pression d'admission (kPa)	Pression de refoulement (kPa)
Station de comptage de livraison de Lévis	7 x 406 (DN 16)	1 x 762 (DN 30)	9 600 m <sup>3</sup> (60 000 barils)	48 000 m <sup>3</sup> (302 400 barils)	199 000 m <sup>3</sup> (1 250 000 barils)	690–1 400	140–840
Remarque :							
1. Un compteur de rechange est prévu pour chaque batterie.							

#### 9.4.4 Conduites

Les spécifications préliminaires des conduites de mesure de transfert de propriété et de l'étalonneur sont présentées dans le Tableau 9-12.

**Tableau 9-12 : Spécifications préliminaires des conduites – Station de comptage de livraison de Lévis**

Description de la conduite	Diamètre extérieur (mm)	Pression nominale (kPa)	Épaisseur de paroi (mm)	Classe de pression (PN)	Type et nuance de matériau (MPa)
Orifice d'entrée de l'Oléoduc Énergie Est (avant le changement de classe de pression)	1 067 (DN 42)	8 450	19,1	100	CSA Z245.1 Gr 359, CAT II
Orifice d'entrée de l'Oléoduc Énergie Est (avant le changement de classe de pression)	914 (DN 36)	8 450	15,9	100	CSA Z245.1 Gr 359, CAT II
Orifice d'entrée de l'Oléoduc Énergie Est (après le changement de classe de pression) Orifice de sortie de la station de comptage	914 (DN 36)	1 900	12,7	20	CSA Z245.1 Gr 241, CAT II
Batteries de compteurs de transfert de propriété	406 (DN 16)	1 900	12,7	20	CSA Z245.1 Gr 241, CAT II
Conduite de l'étalonneur	762 (DN 30)	1 900	12,7	20	CSA Z245.1 Gr 241, CAT II

#### 9.4.5 Bâtiments et abris

Les bâtiments et abris prévus pour la station de comptage de livraison de Lévis sont présentés dans le Tableau 9-13.

**Tableau 9-13 : Station de comptage de livraison de Lévis – Liste préliminaire des bâtiments**

Bâtiment	Usage	Taille approximative <sup>1</sup> (m)	Quantité <sup>2</sup>
Bâtiment de mesure de la qualité	Abrite l'équipement de mesure d'échantillonnage et d'autre équipement relatif à la qualité du pétrole	11 x 3	1
Bâtiment du laboratoire de calibrage	Abrite le laboratoire d'essai des échantillons d'hydrocarbures	6 x 4	1
Entrepôt frigorifique	Aire d'entreposage	7 x 2	1
Abri de l'équipement électrique	Abrite l'équipement d'alimentation électrique	17 x 4	1
Remarques :			
1. La taille des bâtiments sera confirmée lors de la conception détaillée.			
2. Quantité pour chaque station de comptage ou batterie de compteurs.			

#### 9.4.6 Dessins et cartes de référence

Un diagramme des opérations, un plan de terrain et une carte aérienne de la station de comptage de livraison de Lévis sont présentés dans le Tableau 9-14 et joints aux Annexes Vol 6-124 à Vol 6-126.

**Tableau 9-14 : Station de comptage de livraison de Lévis – Dessins préliminaires**

Titre du dessin	Type de dessin	Numéro du dessin	Annexe
Station de comptage de livraison d'Énergie Est à Lévis	Diagramme des opérations	4950-01-00-01-100	Vol 6-124
Station de comptage de livraison d'Énergie Est à Lévis	Plan de terrain	4950-01-00-03-100	Vol 6-125
Station de comptage de livraison d'Énergie Est à Lévis	Carte aérienne	S.O.	Vol 6-126

#### 9.5 BATTERIE DE COMPTEURS DU TERMINAL DE RÉSERVOIRS DE CACOUNA

La batterie de compteurs de Cacouna se situera dans le terminal de réservoirs. Chaque lot d'un même type de pétrole sera transféré par les pompes de chargement portuaire d'un ou de plusieurs réservoirs vers les compteurs de transfert de propriété. Une fois mesuré, le pétrole sera acheminé vers le terminal maritime de Cacouna pour y être chargé à bord de pétroliers.

Pour en savoir plus sur l'emplacement et sur les procédés du terminal de réservoirs de Cacouna, voir la Section 5, Terminaux de réservoirs – Renseignements spécifiques relatifs au site.

Les paramètres de conception préliminaire de la batterie de réservoirs de Cacouna sont exposés au Tableau 9-15.

**Tableau 9-15 : Paramètres préliminaires de la batterie de compteurs de transfert de propriété – Terminal de réservoirs de Cacouna**

Installation	Nombre de compteurs <sup>1</sup> (mm)	Nombre d'appareils d'étalonnage (mm)	Débit minimum par compteur (par jour)	Débit maximum par compteur (par jour)	Débit maximum (par jour)	Pression d'admission (kPa)	Pression de refoulement (kPa)
Terminal de réservoirs de Cacouna (chargement portuaire)	7 x 406 (DN 16)	1 x 762 (DN 30)	9 600 m <sup>3</sup> (60 000 barils)	48 000 m <sup>3</sup> (302 400 barils)	230 000 m <sup>3</sup> (1 450 000 barils)	690–1 910	320–1 460
Remarque : 1. Un compteur de rechange est prévu pour chaque batterie.							

Les spécifications préliminaires des conduites de mesure de transfert de propriété et d'étalonnage des batteries de compteurs du terminal de réservoirs de Cacouna sont présentées dans le Tableau 9-16.

**Tableau 9-16 : Spécifications préliminaires des conduites des batteries de compteurs et des appareils d'étalonnage de transfert de propriété – Terminal de réservoirs de Cacouna**

Description de la conduite	Diamètre extérieur (mm)	Pression nominale (kPa)	Épaisseur de paroi (mm)	Classe de pression (PN)	Type et nuance de matériau (MPa)
Batteries de compteurs de transfert de propriété	406 (DN 16)	1 900	12,7	20	CSA Z245.1 Gr 241, CAT II
Conduite de l'étalonneur	762 (DN 30)	1 900	12,7	20	CSA Z245.1 Gr 241, CAT II

## 9.6 BATTERIES DE COMPTEURS DU TERMINAL DE RÉSERVOIRS DE SAINT JOHN

Le terminal de réservoirs de Saint John disposera de deux batteries de compteurs.

Une des batteries de compteurs mesurera le pétrole envoyé au terminal maritime Énergie Est Canaport pour y être chargé à bord de pétroliers. Chaque lot d'un même type de pétrole sera transféré par les pompes d'appoint d'un ou de plusieurs réservoirs vers les compteurs de transfert de propriété.

L'autre batterie de compteurs mesurera le pétrole provenant du réseau Énergie Est et destiné au terminal maritime existant d'Irving Oil à Canaport. Pour en savoir plus sur l'emplacement et sur les procédés du terminal de réservoirs de Saint-John, voir la Section 5, Terminaux de réservoirs – Renseignements spécifiques relatifs au site.

Les paramètres de conception préliminaire des batteries de compteurs de Saint John sont exposés au Tableau 9-17.

**Tableau 9-17 : Paramètres préliminaires des batteries de compteurs de transfert de propriété – Terminal de réservoirs de Saint John**

Installation	Nombre de compteurs <sup>1</sup> (mm)	Nombre d'appareils d'étalonnage (mm)	Débit minimum par compteur (par jour)	Débit maximum par compteur (par jour)	Débit maximum (par jour)	Pression d'admission (kPa)	Pression de refoulement (kPa)
Terminal de réservoirs de Saint John (chargement portuaire)	11 x 406 (DN 16)	2 x 762 (DN 30)	9 600 m <sup>3</sup> (60 000 barils)	48 000 m <sup>3</sup> (302 400 barils)	360 000 m <sup>3</sup> (2 260 000 barils)	590–1 595	825–2 135
Terminal de réservoirs Saint John (vers la raffinerie)	7 x 406 (DN 16)	1 x 762 (DN 30)	9 600 m <sup>3</sup> (60 000 barils)	48 000 m <sup>3</sup> (302 400 barils)	199 000 m <sup>3</sup> (1 250 000 barils)	700–1 590	335–1 120
Remarque : 1. Un compteur de rechange est prévu pour chaque batterie.							

Les spécifications préliminaires des conduites de mesure de transfert de propriété et d'étalonnage du terminal de réservoirs de Saint John sont présentées dans le Tableau 9-18.

**Tableau 9-18 : Spécifications préliminaires des conduites des batteries de compteurs et des appareils d'étalonnage de transfert de propriété – Terminal de réservoirs de Saint John**

Description de la conduite	Diamètre extérieur (mm)	Pression nominale (kPa)	Épaisseur de paroi (mm)	Classe de pression (PN)	Type et nuance de matériau (MPa)
Batteries de compteurs de transfert de propriété	406 (DN 16)	1 900	12,7	20	CSA Z245.1 Gr 241, CAT II
Conduite de l'étalonneur	762 (DN 30)	1 900	12,7	20	CSA Z245.1 Gr 241, CAT II