

1.0 APERÇU

Énergie Est a réalisé une évaluation des risques visant l'intégralité du Projet suivant la directive de l'Office contenue dans les sections D et H de sa lettre à Énergie Est en date du 27 juin 2014 (numéro de référence de l'ONÉ A3Y6E3). Cette évaluation des risques évalue et présente les scénarios de défaillance et d'accident « vraisemblables les plus défavorables » éventuels qui pourraient, dans le cas improbable où ils se produiraient au cours de la durée de vie du Projet, avoir des effets importants sur des récepteurs éventuels. En outre, des scénarios de défaillance et d'accident de moindre échelle sont envisagés et examinés.

1.1 PORTÉE

Les résultats de l'évaluation des risques ont servi et serviront à prévoir, à éviter, à évaluer, à gérer et à atténuer des dangers éventuels qui pourraient apparaître durant la conception, la construction et l'exploitation du projet. Les résultats ont servi et serviront également à l'élaboration de mesures visant à minimiser la possibilité que des accidents et des défaillances se produisent en premier lieu. Les résultats ont aussi servi à la mise en œuvre de mesures d'atténuation visant à limiter la quantité de pétrole rejeté dans le cas improbable d'un déversement de pétrole, y compris l'élaboration de plans rigoureux de préparation et d'intervention en cas d'urgence qui prévoient ces scénarios dans le cas improbable où ils se produiraient.

Afin d'estimer les coûts qui pourraient être associés à un déversement de pétrole, on a envisagé et utilisé les « scénarios vraisemblables les plus défavorables ». Une estimation des coûts a été effectuée en fonction des coûts prévus qui pourraient être associés aux interventions d'urgence, à la réhabilitation et à l'indemnisation des tiers directement touchés pour chaque scénario envisagé en vue de l'établissement d'une fourchette d'estimations des coûts. L'estimation la plus élevée a été comparée au montant des ressources financières dont Énergie Est sera tenue de disposer en vertu de l'article 48.13 du projet de loi C-46 modifiant la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, soit un milliard de dollars, pour veiller à ce qu'Énergie Est dispose de suffisamment de ressources financières pour faire face aux obligations futures éventuelles. Une description du plan d'Énergie Est visant à assurer qu'elle soit en mesure de gérer financièrement l'ensemble des risques et des responsabilités éventuels se trouve à la Section 5 du présent volume.

Étant donné que le Projet englobe de nombreux types d'installations, l'évaluation des risques a porté sur trois regroupements pour cerner la nature unique de chaque type d'installation : les pipelines, les terminaux de réservoirs et les activités d'exploitation et d'expédition maritimes. Chacun de ces regroupements est présenté dans des sections distinctes selon les grandes lignes ci-après.

L'évaluation des risques et le sommaire de l'estimation des coûts d'intervention d'urgence liés au pipeline (Section 2) présentent les grandes lignes des risques et des frais éventuels associés à l'exploitation du pipeline et sont étayés par les rapports de tiers suivants :

- Annexe Vol 1-1 : *Évaluation des risques du pipeline* (Stantec Experts-Conseils Ltée)
- Annexe Vol 1-2 : *Estimés des coûts pour les scénarios de déversements les plus défavorables – Oléoduc* (Triox Urgences Environnementales)
- Annexe Vol 1-3 : *Scénarios d'intervention en cas de déversement de pipelines - Estimation des coûts de réhabilitation environnementale* (Stantec Experts-Conseils Ltée)

L'évaluation des risques et le sommaire de l'estimation des coûts d'intervention d'urgence liés aux terminaux de réservoirs (Section 3) présentent les grandes lignes des risques et des frais éventuels associés à l'exploitation des terminaux de réservoirs et sont étayés par les rapports de tiers suivants :

- Annexe Vol 1-4 : *Évaluation des risques – Installations de terminaux de réservoirs* (Marsh Risk Consulting)
- Annexe Vol 1-5 : *Estimés des coûts pour les scénarios de déversements les plus défavorables – installations* (Triox Urgences Environnementales)
- Annexe Vol 1-6 : *Scénarios d'intervention en cas de déversement de pétrole dans les installations - Estimation des coûts de réhabilitation environnementale* (Stantec Experts-Conseils Ltée)

L'évaluation des risques et le sommaire de l'estimation des coûts d'intervention d'urgence liés au terminal maritime et à l'expédition maritime (Section 4) présentent les grandes lignes des risques et des frais éventuels associés à l'exploitation du terminal maritime et aux activités d'expédition maritime connexes et sont étayés par les rapports de tiers suivants :

- Annexe Vol 1-7 : *Évaluation des risques liés au terminal maritime et à l'expédition maritime* (Det Norske Veritas (USA) Inc.)
- Annexe Vol 1-8 : *Coûts des interventions en cas de déversement d'hydrocarbures en milieu marin – Terminal Canaport d'Énergie Est* (Atlantic Environmental Response Team)
- Annexe Vol 1-9 : *Scénarios d'intervention en cas de déversement de pétrole en milieu marin - Estimation des coûts de réhabilitation environnementale* (Stantec Experts-Conseils Ltée)

1.2 RISQUE

Aux fins de l'évaluation des risques qui a été réalisée par Énergie Est, le terme « risque » s'entend de la probabilité qu'un danger (c.-à-d., le mécanisme causal qui pourrait potentiellement entraîner une situation d'accident ou de défaillance) puisse donner lieu à un incident (la fréquence) et les conséquences éventuelles de cet incident (c.-à-d., les effets) sur des facteurs environnementaux, écologiques, socio-économiques et de santé humaine (les récepteurs). En établissant un lien entre la fréquence d'un incident et les conséquences prévues de celui-ci, il est possible de fournir une évaluation du risque éventuel associé à un incident déterminé sur divers récepteurs. La démarche suivie pour l'évaluation des risques est traitée plus en détail ci-après.

Énergie Est utilisera la méthode de prévention et de gestion des risques actuellement employée par TransCanada, soit en ayant recours aux systèmes de gestion de l'intégrité des pipelines et des installations et aux procédures visant les centres de contrôle opérationnel de TransCanada. Dans le cas improbable où il surviendrait un incident qui occasionne une perte de confinement dans une installation du Projet de sorte que le pétrole s'écoule dans l'environnement, des mesures seront en place pour atténuer les effets sur des récepteurs éventuels. Énergie Est sera responsable de toute intervention d'urgence nécessaire et de la réhabilitation qui pourrait être requise en cas de déversement provenant d'une installation du Projet.

1.3 ÉVALUATION DES RISQUES

En réponse aux exigences des sections D et H de la lettre de l'Office en date du 27 juin 2014, Énergie Est a entrepris une évaluation des risques du Projet. En ce qui concerne des installations pétrolières et gazières, comme le Projet, une évaluation des risques techniques consiste en un processus d'exposition des dangers éventuels, d'évaluation de la fréquence à laquelle ces dangers peuvent donner lieu à des incidents et d'analyse des effets potentiels sur des récepteurs si un incident se produit.

En tant que processus, l'évaluation des risques débute par l'exposition des dangers éventuels, ce qui inclut la finalisation de l'ensemble des activités et l'examen des installations connexes dans le cadre de l'évaluation des risques et l'établissement des limites de l'évaluation des risques (p. ex., les limites physiques de l'installation ou les facteurs externes éventuels qui pourraient contribuer à l'apparition d'un danger). Le processus d'exposition des dangers est essentiellement axé sur l'exposition des dangers et des défaillances qui pourraient éventuellement survenir durant l'exploitation d'une installation et qui pourraient avoir une incidence sur divers récepteurs, y compris les personnes travaillant au sein d'une installation, les populations à proximité et l'environnement. Le processus repose souvent sur les antécédents d'exploitation d'autres installations similaires et est étayé par des études statistiques à l'échelle de l'industrie portant sur d'autres installations similaires.

L'étape suivante du processus d'évaluation des risques consiste en l'évaluation des conséquences éventuelles associées à un danger et en l'établissement par la suite de la fréquence probable d'apparition du danger exposé (un incident). Le processus peut être mené qualitativement ou quantitativement. Une évaluation qualitative des risques requiert un avis d'expert pour décrire l'ampleur des effets éventuels associés à un incident sur des récepteurs éventuels, comme les populations à proximité ou l'environnement, et pour estimer la fréquence d'apparition probable de cet incident. Par ailleurs, une évaluation quantitative des risques fait appel à des modèles numériques pour décrire un danger en établissant la probabilité qu'un incident survienne et les conséquences éventuelles de la survenance de l'incident sur les récepteurs. Une analyse quantitative peut reposer sur des statistiques provenant de l'industrie quant à des activités d'exploitation réelles au sein d'installations similaires ou sur des modèles numériques qui examinent les mécanismes à l'origine d'un accident ou d'une défaillance en particulier.

Application à l'évaluation des risques liés au projet

L'évaluation des risques réalisée par Énergie Est en ce qui concerne le Projet est assortie d'évaluations des risques tant qualitatives que quantitatives fondées sur les pratiques de conception et d'exploitation décrites en détail dans la demande et la demande de modification. Une évaluation des risques qualitative a été utilisée lorsque des valeurs numériques précises ne pouvaient pas être attribuées, mais classées de manière systématique selon l'expérience et un avis d'expert. Les niveaux du classement ont permis d'évaluer si le risque était suffisamment atténué.

Une évaluation quantitative des risques a été effectuée par Énergie Est, dans la mesure du possible, puisqu'elle fournit une évaluation explicite des risques éventuels associés au Projet. Les résultats de l'évaluation quantitative des risques permettent également de savoir si des mesures d'atténuation suffisantes ont été mises en place pour minimiser le risque en question. Une évaluation quantitative des risques pour chacune des principales installations du Projet a été réalisée à l'aide d'un logiciel propre à l'industrie et aux dangers et entreprise par des consultants tiers externes qui sont considérés comme des experts techniques dans leurs domaines de spécialisation respectifs.

Une fois que le risque associé à une installation a été établi (la fréquence et les conséquences associées à un incident), une analyse des effets éventuels sur des récepteurs (les collectivités locales et l'environnement) est effectuée. En ce qui concerne le présent Projet, cette analyse a été effectuée au moyen de la modélisation des conséquences d'un incident (p. ex., le déversement de pétrole d'un pipeline ou la production d'un panache de fumée associé à un incendie) sur l'environnement et de l'identification des récepteurs sensibles qui pourraient subir les effets du déversement. Dans le cas d'un déversement de pétrole, l'examen des concentrations éventuelles de produits chimiques préoccupants peut servir à établir si le récepteur y réagirait négativement. Les interactions négatives éventuelles sont alors examinées pour ce qui

est de leur réversibilité et de leur gravité (pour obtenir des renseignements sur ce type d'analyse, voir la Section 4 du Volume 6 de l'ÉES en ce qui concerne les déversements associés aux installations pipelinières et l'évaluation des risques pour la santé humaine et l'écologie contenue dans le Rapport supplémentaire n° 5 en ce qui concerne les déversements éventuels associés aux activités de terminal et d'expédition maritimes).

1.4 SCÉNARIO VRAISEMBLABLE LE PLUS DÉFAVORABLE

Comme il est indiqué dans la lettre de l'ONÉ en date du 27 juin 2014, l'Office a demandé à Énergie Est de soumettre le « scénario vraisemblable le plus défavorable »¹ visant les installations du Projet et leur exploitation. Énergie Est constate que l'Office ne lui a fourni aucune définition de ce en quoi consiste le « scénario vraisemblable le plus défavorable ». Aux fins de la présente évaluation des risques, Énergie Est a défini le scénario vraisemblable d'accident et/ou de défaillance le plus défavorable comme étant composé des éléments suivants, lesquels sont traités en détail ci-après :

- Un danger dont on a démontré la possibilité selon les antécédents d'exploitation d'un type d'installation (p. ex., il existe des exemples réels d'apparition d'un danger à ces installations).
- Par suite du danger reconnu et de la réalisation du scénario d'accident et/ou de défaillance qui en résulte, les méthodes d'exploitation et d'atténuation de la conception technique du Projet fonctionnent et sont mises en œuvre comme prévu.
- Il est prévu que le danger reconnu et le scénario d'accident et/ou de défaillance qui en résulte sont susceptibles d'apparaître et de se réaliser avec une fréquence se situant entre 1 000 et 10 000 ans.
- Le scénario d'accident et/ou de défaillance trouve son origine dans un type de danger qui peut raisonnablement servir de fondement aux exigences applicables à la planification des interventions d'urgence, y compris les ressources d'intervention, pour le Projet.

Au moment d'exposer des dangers éventuels afin d'établir les scénarios vraisemblables d'accident et/ou de défaillance les plus défavorables, seuls les dangers dont il existe des exemples réels de survenance à ces installations ont été pris en considération. En mettant l'accent sur des dangers établis, il est possible de faire la distinction entre les incidents qui ont peu de chances raisonnables de survenir et les incidents dont la survenance est extrêmement improbable. Cela permet également d'avoir une compréhension des causes premières de l'incident qui peuvent être modélisées et appliquées à d'autres installations similaires. Cette démarche permet également d'établir des bases statistiques propres aux dangers, tant en vue de la

¹ Voir les alinéas D.1.c) et 4.b) de la lettre susmentionnée.

compréhension de dangers précis que de l'élaboration de profils de risque éventuels visant des types d'installations en particulier.

Aux fins d'établissement des scénarios vraisemblables d'accident et/ou de défaillance les plus défavorables, Énergie Est a intégré des mesures d'atténuation à la fois actives et passives qui font partie des méthodes de conception et d'exploitation associées à une installation. Les méthodes d'exploitation et d'atténuation de la conception technique décrites dans la présente demande sont conformes aux normes de conception établies dans la norme CSA Z662-15 et le *Règlement de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres* et procurent un profil de risque éventuel représentatif, par opposition à un profil de risque non représentatif et invraisemblable fondé sur l'absence de mesures d'atténuation.

En analysant les types d'incidents associés aux scénarios vraisemblables d'accident et/ou de défaillance les plus défavorables, Énergie Est a mis l'accent sur les incidents qui sont susceptibles de survenir avec une fréquence se situant entre 1 000 et 10 000 ans. Cet écart permet d'examiner les scénarios vraisemblables d'accident et de défaillance les plus défavorables qui sont survenus au cours de l'exploitation d'installations de type similaire. À cet égard, ces scénarios ont été jugés vraisemblables, quoiqu'ils soient raisonnablement peu susceptibles de survenir.

Terminal maritime, expédition maritime et terminal de réservoirs – Scénarios vraisemblables les plus défavorables

La démarche ci-dessus a été entreprise en vue de l'exploitation des installations du terminal maritime, d'expédition maritime et du terminal de réservoirs dont la description se trouve dans les Sections 3 et 4, respectivement. Comme il est indiqué dans ces sections, les antécédents sectoriels récents associés à l'exploitation de types d'installations similaires établissent clairement que bien que certains des dangers reconnus soient apparus au cours des 20 dernières années, il s'agit d'exceptions importantes aux méthodes d'exploitation normales au sein de l'industrie.

Installations pipelinières – Scénarios les plus défavorables

Énergie Est n'a toutefois pas opté pour la démarche ci-dessus en ce qui concerne l'établissement des volumes de fuites éventuelles associés aux installations pipelinières comme il est décrit en détail dans la Section 2 pour la présente évaluation des risques. En ce qui concerne l'installation pipelinière, Énergie Est a plutôt suivi la directive donnée par l'ONÉ au cours d'audiences antérieures portant sur d'autres demandes visant des pipelines² pour établir les volumes de déversement dans le cas des scénarios *les plus défavorables* associés aux installations pipelinières. Cette démarche établit l'issue conséquente à un type de danger précis compte non tenu de la

² Voir, par exemple, Pipelines Enbridge Inc. – Projet d'inversion de la canalisation 9B et d'accroissement de la capacité de la canalisation 9 (OH-002-2013) ou Trans Mountain Pipeline ULC. – Projet d'expansion du réseau de Trans Mountain (OH-001-2014).

probabilité éventuelle que l'incident survienne. L'information qui se trouve à la Section 2 du Volume 6 de l'évaluation environnementale et socio-économique illustre une gamme de conséquences éventuelles attribuables à divers incidents et la probabilité prévue de la manifestation de ces conséquences. Cette information indique que, bien que des déversements pipeliniers à grande échelle puissent survenir et surviennent en fait, il est très peu probable que ces événements surviennent dans un pipeline en particulier, mais le réseau de pipelines qui constitue l'industrie pipelinère en Amérique du Nord pourrait malheureusement s'attendre à ce que ce type d'événement se produise. Le profil de risque dressé dans cette section illustre également le fait que le projet pipelinier d'Énergie Est présente un profil de risque inférieur à celui du pipeline « moyen » de transport de liquides représenté dans la base de données combinée de l'ONÉ et de la Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration (PHMSA).

Pour déterminer les zones de conséquences relativement élevées par rapport aux volumes de fuites pipelinères éventuelles, Énergie Est a eu recours à un cadre permettant d'établir les zones éventuelles de sensibilité accrue à des déversements pipeliniers accidentels possibles, quoique très peu probables, dans l'environnement. Ce cadre est traité plus en détail dans la Section 2 du présent Volume. Le recensement de ces zones permettra à Énergie Est de valider la conception du pipeline le long de celles-ci et de mettre en place les plans de préparation et d'intervention en cas d'urgence appropriés avant le début de l'exploitation du pipeline, étant donné que ces plans peuvent être adaptés pour tenir compte des volumes de fuites éventuelles vraisemblables qui pourraient exister près d'une zone. L'utilisation des volumes les plus défavorables et des critères propres au site indiqués ci-dessus permet de fournir une estimation conservatrice de l'ampleur des charges éventuelles qu'aurait à payer un exploitant d'installation pipelinère.

Par conséquent, Énergie Est est d'avis que les estimations de coûts qui ont été établies pour les divers scénarios vraisemblables d'accident et/ou de défaillance les plus défavorables pour le terminal maritime, l'expédition maritime et le terminal de réservoirs et le scénario le plus défavorable dans le cas des fuites pipelinères représentent la responsabilité financière maximale pouvant découler de l'exploitation du Projet, ce qui permet à l'ONÉ d'évaluer les exigences en matière de capacité financière nécessaires pour faire face aux accidents et aux défaillances qui pourraient être associés à l'exploitation du Projet.

1.5 MESURES D'ATTÉNUATION

Énergie Est a procédé à l'évaluation des risques présentée dans le présent Volume en incluant les mesures d'atténuation trouvées dans les méthodes de conception technique et d'exploitation recensées dans la présente demande, la modification de la demande et les rapports supplémentaires. L'inclusion de mesures d'atténuation dans la portée de l'évaluation des risques donne une évaluation réaliste des risques

éventuels associés à l'exploitation d'une installation. Les conclusions concernant les profils de risque résultants, et la validation des mesures d'atténuation proposées associées aux scénarios d'accident et/ou de défaillance éventuels décrits pour chacun des trois regroupements d'installations sont présentées dans les différentes sections.

Dans tous les cas, les mesures d'atténuation proposées dans la demande sont appliquées pour éliminer ou réduire la possibilité d'un scénario d'accident ou de défaillance. En outre, les évaluations des risques réalisées dans le présent Volume indiquent que les fréquences prévues d'incident associées aux installations d'Énergie Est sont inférieures à celles de la norme sectorielle pour les types d'installations examinés et que les installations d'Énergie Est sont aménagées de façon appropriée sur le plan économique. Énergie Est évaluera les mesures d'atténuation et les dangers éventuels de façon suivie pour déterminer si des mesures d'atténuation supplémentaires seraient appropriées dans les circonstances.

1.6 LOGICIELS COMMERCIAUX

Comme il est indiqué ci-dessus, Énergie Est a retenu les services de consultants experts externes pour entreprendre les évaluations quantitatives des risques qui ont été effectuées pour chacune des installations du Projet. Les consultants externes ont été choisis en partie en raison de leur expertise et de leur capacité en matière de déploiement de logiciels de modélisation d'évaluations quantitatives des risques qui n'étaient typiquement disponibles que sur le marché. La sélection de logiciels commerciaux de préférence à des logiciels libres a été effectuée compte tenu des normes sectorielles d'évaluation des risques liés à un type d'installation et de la capacité de décrire avec précision les mécanismes associés aux dangers et à leurs risques éventuels. Étant donné la nature spécialisée d'une évaluation quantitative des risques, aucun logiciel libre n'a été jugé approprié au niveau de détails exigé pour ces études.

1.7 INTERVENTION D'URGENCE, RÉHABILITATION ET ESTIMATIONS DES FRAIS DE TIERS

Énergie Est a procédé à l'établissement des coûts éventuels associés aux interventions d'urgence, à la réhabilitation et à l'indemnisation de tiers directement touchés dans le cas peu probable où un scénario vraisemblable d'incident le plus défavorable se produirait en adoptant deux démarches différentes.

1.7.1 Estimations des coûts d'intervention et de réhabilitation

En ce qui concerne les coûts associés aux interventions d'urgence et aux activités de réhabilitation qui auraient lieu dans le cas des scénarios envisagés dans les sections suivantes, Énergie Est a retenu les services de TrioX Urgences Environnementales, d'Atlantic Environmental Response Team (ALERT) et de Stantec Experts-Conseils

pour fournir des estimations de coûts pour les travaux qu'elle a jugés nécessaires à l'atteinte de divers objectifs d'exploitation (p. ex., l'enlèvement de pétrole libre de l'environnement, la surveillance à long terme). Cette démarche « ascendante » adoptée pour le calcul des coûts a l'avantage de mettre l'accent sur les inducteurs de coûts directement associés au scénario précis examiné et permet de donner le détail approprié de ces coûts dans le contexte du Projet. En outre, cette démarche a fait appel à des valeurs publiées dans la mesure du possible pour l'établissement des coûts de l'équipement, ce qui représente une démarche transparente et conservatrice quant au calcul des coûts potentiels. Pour obtenir des renseignements supplémentaires sur cette démarche, veuillez consulter la Section 2.6 pour ce qui est des estimations des coûts associés aux installations pipelinières, la Section 3.5 pour ce qui est des estimations des coûts associés aux installations du terminal de réservoirs et la Section 4.5 pour ce qui est des estimations des coûts associés au terminal maritime et à l'expédition maritime.

1.7.2 Estimations des frais de tiers

Pour estimer les coûts associés aux effets éventuels sur des tiers directement touchés en cas d'accident ou de défaillance impliquant le Projet, Énergie Est s'est fiée à la recherche universitaire qui a analysé des événements de déversements de pétrole en milieu marin survenus antérieurement et, en fonction de l'objet de la recherche, elle a estimé les coûts totaux en général et les frais de tiers et/ou les coûts de réhabilitation plus particulièrement. Les coûts découlant directement d'un événement qui sont pris en compte par cette recherche incluent les frais de tiers comme la perte d'occasions commerciales et les dommages matériels causés aux propriétés privées et d'autres frais comme des amendes éventuelles imposées par des organismes de réglementation.

Énergie Est a choisi de mettre l'accent sur ce domaine de recherche universitaire aux fins d'utilisation dans le contexte de l'estimation des niveaux éventuels de ressources financières puisque bon nombre d'études ont été publiées à propos de ce domaine de recherche³. Plus particulièrement, Énergie Est a utilisé les ratios retenus dans la documentation aux fins du calcul du rapport entre les coûts d'assainissement (p. ex., les coûts d'intervention d'urgence) et les coûts totaux associés aux déversements pour produire un coefficient qui a été appliqué pour trouver les estimations des coûts d'intervention d'urgence présentées en détail dans le présent Volume permettant d'estimer les frais de tiers éventuels. L'adoption de cette démarche élimine le besoin d'avoir à se fier à des hypothèses quant aux conditions précises de tiers qui pourraient exister durant un scénario de déversement hypothétique et repose sur des recherches qui reflètent les issues d'une procédure d'arbitrage réelle en vue d'une indemnisation.

Comme il est décrit dans la Section 5.4.1.3 du Volume 7 de la demande, un régime de responsabilité et d'indemnisation des dommages dus à la pollution par les

³ Pour consulter un aperçu de cette documentation, voir C.A. Kontovas et coll. / Marine Pollution Bulletin 60 (2010) pp. 1456–1467.

hydrocarbures est actuellement en place en cas de déversement par des navires-citernes de pétrole brut dans l'environnement marin tant dans les eaux du territoire canadien que dans les eaux internationales prévu par les Fonds internationaux d'indemnisation pour les dommages dus à la pollution par les hydrocarbures (FIPOL) et la *Convention sur la responsabilité civile*. Ce régime est fondé sur le principe du « pollueur-payeur » et veille à ce que les propriétaires de pétroliers demeurent responsables des coûts raisonnables associés à l'atténuation de la pollution par les hydrocarbures et à l'indemnisation des réclamations de tiers importantes et prouvées par suite d'un incident qui implique le déversement d'hydrocarbures persistants dans l'environnement. Comme ce régime constitue un processus transparent, un ensemble de données important sur les coûts totaux réels, y compris des coûts d'intervention d'urgence et des frais de tiers, est disponible et a fait l'objet de recherches par le milieu universitaire.

Énergie Est a passé en revue cette recherche qui a mis l'accent sur la réalisation d'analyses de régression des données du FIPOL pour élaborer des équations qui peuvent servir à l'estimation des coûts potentiels associés à un événement de déversement de pétrole. Prises ensemble, ces équations décrivent le lien entre le montant de pétrole déversé dans l'environnement et la proportion relative des frais de tiers par rapport aux coûts totaux, ce qui inclut à la fois les interventions d'urgence en cas de déversement de pétrole libre et son enlèvement de l'environnement.

Par suite de cet examen de la documentation disponible, Énergie Est a porté son attention sur l'étude menée par Kontovas, Psaraftis et Kontovas (2010) et intitulée *An empirical analysis of IOPCF oil spill cost data*⁴ qui a examiné des données publiées disponibles en matière de coûts d'assainissement associés à des déversements de pétrole par des navires-citernes. Kontovas et coll. ont effectué une analyse de régression sur les données disponibles du FIPOL concernant les coûts de déversements de pétrole, soit 84 déversements entre 0,2 tonne et 84 000 tonnes, et ont calculé que d'après l'ensemble des données l'équation suivante est appropriée à la description des coûts totaux :

$$\text{Coût total} = 51\,432(\text{Volume})^{0,723}$$

où : le *Coût total* est exprimé en dollars américains (2009)

Volume est le montant de pétrole déversé durant un incident, mesuré en tonnes

Kontovas et coll. ont également calculé l'équation suivante pour décrire les coûts associés aux activités d'intervention d'urgence qui seraient nécessaires en cas d'incident :

⁴ C.A. Kontovas et al. / Marine Pollution Bulletin 60 (2010) pgs. 1455–1466.

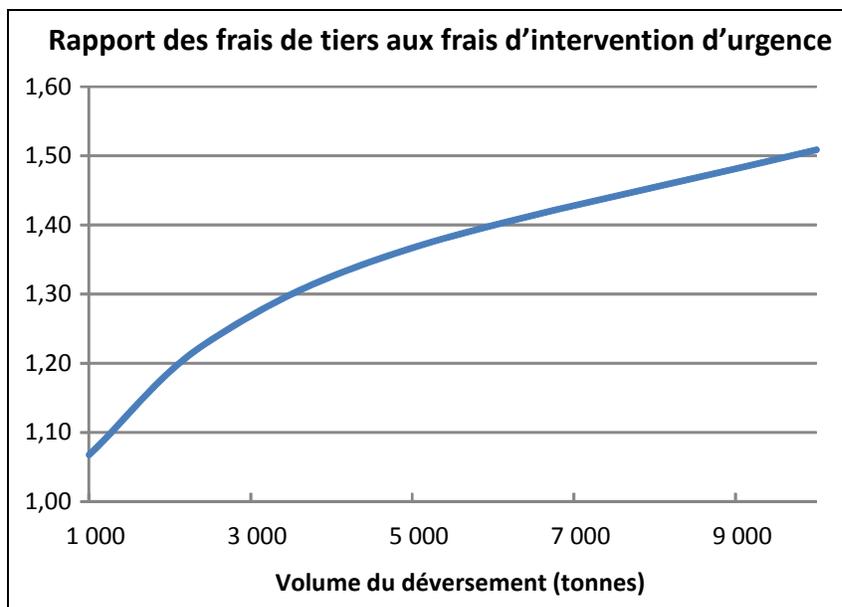
$$\text{Coûts d'intervention d'urgence} = 44\,435(\text{Volume})^{0,644}$$

où : les *Coûts d'intervention d'urgence* sont exprimés en dollars américains (2009)

Volume est le montant de pétrole déversé durant un incident, mesuré en tonnes

À partir de ces deux équations, Kontovas et coll. ont déterminé que le rapport entre les coûts totaux et les coûts d'intervention d'urgence produisait un coefficient moyen de 1,929 et un coefficient médian de 1,287. Énergie Est a examiné l'application de ces deux formules pour estimer le rapport potentiel des coûts d'intervention d'urgence aux dommages subis par des tiers⁵. Le rapport varie entre environ 1,1 pour les déversements de 1 000 m³ et 1,5 pour les déversements de 10 000 m³, comme l'illustre la figure 1-1.

Figure 1-1 : Rapport des frais de tiers aux frais d'intervention d'urgence en tant que facteur de pétrole déversé



⁵ Pour calculer les frais qui pourraient être attribués à des dommages subis par des tiers, les estimations des coûts d'intervention d'urgence ont été soustraites des coûts totaux. Cette démarche prend en compte un certain nombre de catégories de coûts, comme la réhabilitation, qu'Énergie Est a pris en compte distinctement dans le présent Volume, mais qui fournissent raisonnablement le rapport maximal possible entre ces deux catégories de coûts pour les volumes de déversement envisagés.

Par comparaison, Transport Canada (2007)⁶ a estimé que des frais de tiers éventuels découlant d'un déversement de pétrole au Canada atlantique pourraient être exprimés sous la forme d'un multiple de 0,85 fois les coûts associés aux activités d'intervention d'urgence et d'assainissement. En outre, dans le cadre d'une audience réglementaire antérieure devant l'ONÉ (OH-001-2014), le demandeur a utilisé un rapport d'estimation des dommages subis par des tiers aux coûts d'intervention d'urgence de 1,5⁷ fondé sur les travaux d'Etkin (2004)⁸ et le *Basic Oil Spill Cost Estimation Model* (BOSCOM) de l'Environmental Protection Agency des États-Unis.

Pour les besoins du présent Volume, Énergie Est a adopté un multiple de 1,5 fois les coûts associés aux interventions d'urgence pour estimer les frais de tiers directs éventuels qui pourraient être engagés par suite de l'exploitation du Projet.

Énergie Est a calculé et pris en compte distinctement les coûts qui pourraient être associés à des travaux de réhabilitation⁹ susceptibles d'être nécessaires par suite d'un accident ou d'une défaillance. Le rapport tiré des travaux de Kontavas et coll. inclut la réhabilitation comme faisant partie des frais de tiers; par conséquent, l'utilisation d'un rapport de 1,5 est conservatrice étant donné que la réhabilitation en tant qu'inducteur de coûts sera prise en compte deux fois et prévoit un seuil maximal des coûts estimatifs relatifs aux tiers directement touchés qui pourraient être associés à une défaillance ou à un accident potentiel.

1.7.3 Éventualités

Des éventualités ont été incluses dans les estimations des coûts d'intervention d'urgence et de réhabilitation dans les Sections 2, 3 et 4 pour tenir compte du contexte unique de tout accident ou de toute défaillance en particulier. Les éventualités se situent dans une fourchette allant de 25 % à 30 % et ont été fournies par le consultant individuel et l'inclusion de cette valeur introduit un niveau de conservatisme permettant de tenir compte de toute incertitude qui pourrait exister dans l'estimation des coûts. En conséquence, Énergie Est est d'avis que les estimations de coûts fournies dans le présent Volume représentent le seuil maximal des coûts prévus qui pourraient être associés aux événements indiqués.

⁶ Transport Canada. 2007. Rapport sommaire – Évaluation des risques de déversements d'hydrocarbures sur la côte sud de Terre-Neuve, édition 1, septembre 2007, révisé 11/2007. Rapport TP 14740 F.

⁷ https://docs.neb-one.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/fetch/2000/90464/90552/548311/956726/2392873/2451003/2538006/B280-5_-_Trans_Mountain_Follow-Up_Response_to_NEB_Ruling_33_Allan_R_F-IR_No._1.18c_Attachment1_-_A4D3G4.pdf?nodeid=2538117&vernum=-2

⁸ Etkin DS. 2004. Modeling Oil Spill Response and Damage Costs. Proceedings of the 5th Biennial Freshwater Spills Symposium (<http://www.environmental-research.com/publications.php>)

⁹ Voir le rapport supplémentaire n° 5, Volume 1, Annexes 3, 6 et 9 pour obtenir les estimations des coûts de réhabilitation qui ont été élaborées par Stantec pour le compte d'Énergie Est.

2.0 ÉVALUATION DES RISQUES LIÉS AU PIPELINE

Énergie Est a effectué une évaluation des risques relativement aux installations pipelinières associées au Projet afin de déterminer le scénario le plus défavorable et les coûts potentiels qu'Énergie Est pourrait engager en conséquence d'un accident ou d'une défaillance de cette nature. La portée de cette évaluation des risques comprenait l'établissement des volumes de déversement potentiels du pipeline selon le scénario le plus défavorable dans des zones définies comme ayant une incidence sur des zones sujettes à de graves conséquences.

Conformément aux directives formulées par l'Office national de l'Énergie (l'« ONÉ ») dans des instances antérieures concernant des pipelines, Énergie Est a adopté une évaluation des conséquences déterministe suivant une méthode de catégorisation des risques formalisée afin d'identifier et de catégoriser les risques associés aux installations pipelinières. Le scénario le plus défavorable qui a servi à déterminer la garantie financière est un scénario qui se produit à une fréquence de 10^{-4} ans ou une fois tous les 10 000 ans d'exploitation (voir la section 1.4). Les scénarios présentés ci-après supposent un cas de déversement non crédible, car la probabilité prévue des types de risques qui pourraient entraîner des incidents de l'ampleur décrite sont supérieurs à une fréquence de 10^{-4} ans (ou une fois tous les 10 000 ans) dans toutes les zones de déversement potentielles.

Les résultats de l'évaluation des risques serviront à valider le caractère approprié des mesures d'atténuation qui seront mises en œuvre, y compris les zones qui sont définies comme étant exceptionnellement sensibles à un éventuel déversement du pipeline. Les mesures d'atténuation qui seront validées comprennent la conception technique du pipeline et les plans de préparation et d'intervention en cas d'urgence.

Le tableau 2-1 décrit les principaux éléments examinés dans le cadre de l'évaluation des risques liés aux installations pipelinières et de l'estimation des coûts d'intervention qui ont été effectuées, les sections du volume 1 du rapport supplémentaire n° 5 où l'information pertinente se trouve et les principaux documents à l'appui.

Tableau 2-1 : Aperçu de l'évaluation des risques liés aux installations pipelinières et de l'estimation des coûts d'intervention

Élément	Section	Consultant	Documents à l'appui
Processus d'évaluation des risques	2.1	s.o.	
Identification des risques et évaluation des menaces	2.1.2	Stantec	Demande, ÉES, Volume 6, Section 2
Évaluation de la fréquence	2.1.3	Stantec	Demande, ÉES, Volume 6, Section 2
Catégorisation des risques	2.2	Stantec	Annexe Vol 1-1 : <i>Évaluation des risques du pipeline</i>
Évaluation des conséquences	2.3	Stantec	Annexe Vol 1-1 : <i>Évaluation des risques du pipeline</i>
Interventions d'urgence selon les scénarios	2.4	Triox	Annexe Vol 1-2 : <i>Estimés des coûts pour les scénarios de déversements les plus défavorables – Oléoduc</i>
Mesures d'atténuation	2.5	s.o.	Voir la section 2.5 pour une liste détaillée des documents à l'appui
Coûts d'intervention directs estimatifs	2.6	Triox	Annexe Vol 1-2 : <i>Estimés des coûts pour les scénarios de déversements les plus défavorables – Oléoduc</i>
Coûts de réhabilitation estimatifs	2.6	Stantec	Annexe Vol 1-3 : <i>Scénarios d'intervention en cas de déversement de pipelines - Estimation des coûts de réhabilitation environnementale</i>
Coûts directs estimatifs liés aux dommages causés à des tiers	2.6	s.o.	Section 1-8
Estimation des coûts totaux	2.6	s.o.	s.o.

2.1 PROCESSUS D'ÉVALUATION DES RISQUES

L'évaluation des risques liés aux installations pipelinières est effectuée conformément aux pratiques générales usuelles applicables aux évaluations des risques de cette nature, qui comprennent l'identification des risques potentiels, la détermination de la fréquence des défaillances, l'évaluation des conséquences (y compris l'identification des récepteurs très sensibles (les « RTS »), la modélisation des rejets et la modélisation de la trajectoire des déversements), l'évaluation des risques et l'évaluation des mesures d'atténuation.

2.1.1 Portée de l'évaluation des risques

L'évaluation des risques entreprise à l'égard des installations pipelinières associées au Projet porte notamment sur ce qui suit :

- environ 1 500 km de nouvelles conduites d'un diamètre de 1 067 mm (NPS 42), y compris des latéraux (d'un diamètre de 406 mm à 1 067 mm [NPS 16 à 42]), qui doivent être construites en Alberta, en Saskatchewan, au Manitoba, dans l'est de l'Ontario, au Québec et au Nouveau-Brunswick;
- la conversion d'environ 3 000 km du gazoduc existant de la canalisation principale de TransCanada (les « installations faisant l'objet de la conversion ») qui doit être cédé à Énergie Est et adapté au transport du pétrole;
- 71 stations de pompage associées au Projet.

Lorsqu'on emploie une approche fondée sur le risque pour établir le scénario le plus défavorable crédible pour les installations pipelinières, il y a lieu de déterminer la probabilité qu'un incident de cette nature se produise. L'évaluation des risques a porté essentiellement sur les éventuels incidents qui pourraient entraîner la défaillance du pipeline dans des zones hautement sensibles. Cette approche a été adoptée pour établir la limite supérieure des coûts potentiels qui pourraient raisonnablement être engagés relativement à l'intervention, à la réhabilitation et aux dommages causés à des tiers par suite d'un incident de cette nature. Cependant, un tel incident n'entre pas dans la gamme des scénarios les plus défavorables crédibles décrits à la section 1.4 du présent volume et, bien que l'évaluation des risques renvoie aux scénarios décrits ci-après, ceux-ci supposent tous dans les faits des incidents non crédibles.

2.1.2 Identification des risques et évaluation des menaces

Énergie Est a procédé à l'identification des risques et à l'évaluation des menaces associés au pipeline et aux installations connexes. Les menaces sont des risques susceptibles de compromettre l'intégrité du pipeline et des installations connexes et d'entraîner une perte de confinement des fluides dans l'environnement. Énergie Est a appliqué la norme B31.8S de l'American Society of Mechanical Engineers (l'« ASME ») et la norme 1160 de l'American Petroleum Institute (l'« API ») pour identifier les risques et les menaces suivants qui pourraient potentiellement toucher le pipeline et les installations connexes :

- corrosion externe;
- corrosion interne;
- fissuration par corrosion sous contrainte;
- défaillances du matériel;
- défauts des soudures et vices d'installation;
- équipement (joints d'étanchéité de bride, vannes de régulation, joints toriques, sièges et garnitures de vannes);
- dommages causés par l'équipement de tiers;
- exploitation incorrecte (incident hydraulique);

- forces naturelles (mouvements de terrain, inondations);
- autres forces extérieures (incendies, explosions, dommages électriques, etc.).

Un exposé détaillé de ces menaces est présenté à la section 2.2, *Menaces* du volume 6, *Accidents et défaillances* de l'ÉES de la demande. De plus amples renseignements au sujet de l'approche qu'emploiera Énergie Est pour atténuer les menaces éventuelles pendant l'exploitation du pipeline et des installations connexes sont fournis à la section 5, *Exploitation* du volume 7.

2.1.3 Évaluation de la fréquence

Énergie Est a retenu les services de Stantec Consulting Services Inc. (« Stantec ») afin que celle-ci effectue une analyse de la fréquence des incidents associés aux installations pipelinières. Cette analyse, qui a déjà été présentée à la section 2 du volume 6 de l'Évaluation environnementale et socioéconomique relative à la demande (l'« ÉES »), passe en revue chaque menace potentielle à l'intégrité du pipeline et évalue la probabilité qu'une telle menace se concrétise et entraîne un accident ou une défaillance. Les mesures d'atténuation applicables à chaque menace sont également décrites dans cette section.

L'examen d'un ensemble de données combinées de l'ONÉ et de la Pipeline and Hazardous Materials Safety Agency (la « PHMSA ») couvrant la période de 2002 à 2014, comme il est précisé à la section 2 du volume 6 de l'ÉES de la demande, indique que la majorité des déversements de pipelines sont relativement petits. Cinquante pour cent des déversements de pipelines représentent un volume de 0,64 m³ (4 b) de pétrole ou moins. Dans 80 % des cas, le volume de pétrole déversé est de 7,95 m³ (50 b) ou moins. Dans 84 % des cas, le volume de pétrole déversé est de 15,9 m³ (100 b) ou moins. Dans 95 % des cas, le volume de pétrole déversé est de 159 m³ (1 000 b) ou moins. Des déversements d'un volume de 1 600 m³ (10 000 b) de pétrole ou plus se sont produits dans seulement 0,5 % des cas au cours de la période couverte.

L'analyse de la fréquence des incidents présentée à la section 2.6.1 du volume 6 de l'ÉES de la demande comporte une analyse de la probabilité qu'un incident relatif à une perte de confinement des fluides touchant les installations pipelinières du Projet se produise. Cette analyse est fondée sur l'ensemble de données combinées de l'ONÉ et de la PHMSA susmentionné et tient compte des mesures d'atténuation supplémentaires qui seront intégrées dans la conception et l'exploitation du Projet. Selon cette analyse, une fréquence des incidents de 0,00034 incident/km-année a été calculée pour le nouveau pipeline, ce qui équivaut à 1 déversement tous les 2 957 ans par tronçon de 1 km du nouveau pipeline. Pour la partie du Projet qui doit être convertie, une fréquence des incidents de 0,00043 incident/km-année a été calculée, ce qui équivaut à 1 déversement tous les 2 340 ans par tronçon de 1 km des installations faisant l'objet de la conversion.

2.2 CATÉGORISATION DES RISQUES

Afin de déterminer les conséquences potentiellement associées à une défaillance du pipeline et des installations connexes, une catégorisation des risques présents le long du tracé du pipeline a été effectuée pour les tronçons entre stations de pompage mentionnés à la section 2.3.1. Ce processus comprenait l'identification des récepteurs très sensibles (les « RTS ») et des tronçons de pipeline contributifs (les « TPC »), le calcul des volumes sortants potentiels du pipeline compte tenu de l'exploitation prévue de celui-ci, l'emplacement des vannes, la topographie et la cartographie des débits sortants potentiels des TPC. Ces données ont ensuite été utilisées pour évaluer la sensibilité relative d'une zone à un éventuel déversement, comme il est expliqué en détail ci-après.

2.2.1 Récepteurs très sensibles

Énergie Est a retenu les services de Stantec afin que celle-ci identifie les RTS qui pourraient potentiellement être touchés par un déversement provenant des TPC. La méthode d'identification des RTS vise à définir les zones où un déversement de pipeline est susceptible d'avoir des impacts importants sur l'environnement, la santé publique ou la propriété privée. Les RTS comprennent les zones à forte densité de population, les voies navigables commerciales, les prises d'eau municipales et les zones écologiquement sensibles. Une description détaillée de cette méthode est présentée à l'Annexe Vol 4-5 : *Identification des récepteurs très sensibles – Projet Oléoduc Énergie Est* du volume 4 de la demande.

2.2.2 Tronçons de pipeline contributifs

Aux fins de l'identification des TPC, on a déterminé les parties du pipeline et des installations connexes qui, advenant une défaillance, pourraient avoir des répercussions sur un RTS en raison d'un déversement du produit directement dans le RTS ou en raison d'un écoulement en surface ou d'un transport en aval du produit jusqu'au RTS à partir du site de déversement potentiel. Compte tenu des variations des facteurs environnementaux le long du pipeline et des installations connexes, l'identification et l'évaluation des TPC sont fondées sur un modèle de transport élaboré au moyen d'un système d'information géographique (un « SIG »). Ce modèle s'appuie sur les caractéristiques de l'environnement physique (p. ex. le terrain et les cours d'eau), le jugement professionnel et un degré raisonnable de prudence pour tenir compte des incertitudes inhérentes aux hypothèses et aux méthodes de calcul utilisées dans l'analyse. Ce processus est expliqué en détail à l'Annexe Vol 1-1 : *Évaluation des risques du pipeline*

2.2.3 Débits sortants

Énergie Est a effectué une analyse de base des débits sortants du pipeline pour déterminer les volumes estimatifs qui pourraient être déversés dans l'éventualité improbable d'une rupture complète du pipeline. Cette analyse a été réalisée en

fonction de l'emplacement initial des vannes, du profil d'altitude du tracé et de l'axe longitudinal du pipeline ainsi que des emplacements des stations de pompage. Un résumé de ces renseignements est présenté dans le rapport supplémentaire n° 5, Annexe Vol 2-13 : *Évaluation technique en vue de la sélection des emplacements des vannes*.

2.2.4 Modélisation des voies d'écoulement

Stantec a réalisé une modélisation initiale des voies d'écoulement à l'aide du logiciel ArcGIS. Une distance de transport en aval de six heures¹ a été utilisée pour déterminer les RTS potentiellement touchés et pour délimiter les TPC. La distance de transport en aval de six heures est conforme aux normes de préparation et d'intervention en cas d'urgence d'Énergie Est, qui prévoient que le personnel et le matériel d'intervention doivent arriver sur les lieux de l'incident en moins de six heures. Ce type de modélisation des voies d'écoulement est jugé prudent, car il ne tient pas compte des facteurs suivants :

- l'effet de friction causé par la végétation sur la migration du pétrole dans l'environnement;
- la vitesse d'écoulement exacte (on a plutôt utilisé la moyenne des vitesses maximales pour une région physiographique donnée);
- les autres obstructions qui ralentiront la migration du pétrole.

La prudence des données sur la vitesse d'écoulement tient au fait que ces données ont été calculées à partir des volumes de déversement maximaux obtenus près du tracé du pipeline. La vitesse maximale a été calculée pour chaque jauge, puis la moyenne des vitesses maximales a été établie pour chaque région physiographique traversée par le Projet. La moyenne des vitesses maximales a été multipliée par le délai d'intervention de six heures afin de définir une distance de transport en aval unique pour chacune de ces régions physiographiques.

2.2.5 Processus de catégorisation des risques

Énergie Est a adopté un processus élaboré par Stantec pour classer de manière quantitative les TPC afin de définir et de comparer l'impact potentiel d'un déversement provenant d'un TPC. Le classement quantitatif d'un TPC correspond à son niveau de risque. À l'aide des renseignements obtenus dans le cadre de l'analyse dont il est question dans les sections précédentes, un certain nombre de facteurs sont pris en compte dans le classement quantitatif de voies d'écoulement en surface, en aval et en subsurface, dont les suivants :

¹ Le délai de six heures correspond au délai maximal dans lequel le matériel d'intervention d'urgence initial doit arriver sur les lieux de l'incident conformément aux lignes directrices relatives aux délais d'intervention élaborées par l'Association canadienne de pipelines d'énergie. Énergie Est adoptera ces lignes directrices à l'égard du Projet. (http://www.cepa.com/wp-content/uploads/2011/05/Response-Time-Guideline_Final.pdf)

- la longueur du TPC;
- la proximité du TPC par rapport au RTS (c.-à-d. la longueur de la voie d'écoulement);
- la présence de multiples RTS (en surface et en eaux souterraines);
- la viabilité de la voie d'écoulement (p.ex. en surface, en subsurface ou dans les eaux de surface);
- dans le cas des TPC qui ne peuvent avoir une incidence que sur les RTS en eaux souterraines, la distance entre le TPC et le RTS en eaux souterraines le plus proche;
- la périodicité des plans d'eau en surface agissant comme voie d'écoulement;
- le volume de déversement provenant du TPC selon le scénario le plus défavorable.

Pour chacun des facteurs susmentionnés, des cotes de risque sont générées et sont ensuite additionnées et classées dans cinq catégories de cotes de risque. Une explication détaillée de cette méthode est présentée à l'Annexe Vol 1-1 : Évaluation des risques du pipeline (Stantec).

Énergie Est procédera à une catégorisation complète des risques pour l'ensemble du pipeline et des installations connexes afin de déterminer le niveau de risque de chaque TPC identifié. Chaque TPC sera examiné de plus près pendant la phase de conception détaillée du Projet afin de veiller à ce que la conception technique intègre des mesures d'atténuation pour limiter la possibilité d'un accident ou d'une défaillance.

2.3 ÉVALUATION DES CONSÉQUENCES

Afin d'évaluer les impacts potentiels d'un incident pour estimer les coûts d'intervention liés à l'incident dans les zones où les cotes de risque sont élevées, le processus de catégorisation des risques décrit ci-dessus a été entrepris dans huit zones d'intérêt. Ces huit zones ont été sélectionnées au moyen de l'évaluation du tracé du pipeline dans son intégralité afin d'identifier les zones où, dans l'éventualité improbable d'un déversement, on pourrait s'attendre à un impact de grande envergure sur des RTS potentiels. Les huit zones d'intérêt identifiées ont ensuite été évaluées suivant le processus de catégorisation des risques décrit à la section 2.2.5, dans le cadre duquel les deux TPC présentant le niveau de risque le plus élevé ont été identifiés et examinés de plus près pour en arriver à une estimation des coûts potentiellement associés à une intervention en cas d'incident. Les sections suivantes fournissent des renseignements supplémentaires sur ce processus, qui est décrit plus en détail à l'Annexe Vol 1-1 : *Évaluation des risques du pipeline* (Stantec).

2.3.1 Sélection des zones d'intérêt

Afin d'évaluer les incidences potentielles du scénario le plus défavorable de déversement associé aux installations pipelinières, Énergie Est a effectué une évaluation préalable qualitative pour établir les zones d'intérêt potentiellement sujettes à de graves conséquences en cas d'incident. Une évaluation a ensuite été faite pour restreindre la liste des zones d'intérêt à celles qui pourraient être exposées aux conséquences les plus graves.

Les zones examinées lors de l'évaluation préalable initiale comprenaient les suivantes :

- les sites d'intérêt préalablement identifiés dans le volume 6, *Accidents et défaillances* de l'ÉES de la demande;
- les zones sujettes à de graves conséquences identifiées par Énergie Est;
- les zones identifiées dans le cadre de la consultation publique.

Les zones d'intérêt ont été sélectionnées en fonction des critères suivants :

- la présence de multiples récepteurs écosensibles, comme les espèces répertoriées dans la LEP et les autres espèces en péril;
- la présence de prises d'eau potable municipales;
- la présence de zones écosensibles;
- la densité de la population;
- la capacité d'intervention en cas d'urgence.

Les huit zones d'intérêt et le ou les tronçons entre stations de pompage connexes sont les suivants :

1. la région du lac Trout entre la station de pompage (la « SP ») 48 (North Bay) et la SP 49 (Mattawa);
2. la région Rideau (voies d'écoulement dans les rivières Rideau et des Outaouais) entre la SP 52 (Stewartville), la SP 53 (Stittsville) et la SP 54 (Iroquois);
3. le fleuve Saint-Laurent (région de Montréal) entre la SP 55 (Glengarry), la SP 56 (Lachute) et la SP 57 (Mascouche);
4. la rivière Saint-Maurice (région de Trois-Rivières) entre la SP 58 (Maskinongé) et la SP 59 (Trois-Rivières);
5. le fleuve Saint-Laurent (région de Québec) entre la SP 59 (Trois-Rivières), la SP 60 (Donnacona), la SP 61 (Lévis) et la SP 62 (L'Islet);
6. la rivière Iroquois entre la SP 64 (Picard) et la SP 65 (Dégelis);

7. le bassin versant de la rivière Tobique entre la SP 65 (Dégelis) et la SP 66 (Saint-Léonard);
8. la baie de Fundy entre la SP 70 (Hampton) et le terminal de Saint John.

Dans le cadre de l'examen de ces huit zones d'intérêt, il a été constaté que les zones d'intérêt sont souvent situées à proximité d'une station de pompage donnée, et c'est pourquoi les tronçons se trouvant de chaque côté de cette station de pompage ont été examinés. Par conséquent, Stantec a établi des cotes de risque pour les 12 tronçons entre stations de pompage susmentionnés.

2.3.2 Identification des tronçons entre stations de pompage susceptibles d'entraîner de graves conséquences

Parmi les tronçons entre stations de pompage susmentionnés, Stantec a identifié les deux tronçons présentant le niveau de risque le plus élevé selon le flux de ses travaux de catégorisation des risques pipeliniers. Cette analyse a permis d'attribuer à chaque tronçon de pipeline contributif faisant partie des tronçons entre stations de pompage énumérés ci-dessus des cotes de risque de niveau 1 à 5, la cote 1 représentant le niveau de risque le plus élevé, et la cote 5, le niveau de risque le plus faible. À l'aide de ces données, une deuxième analyse a été effectuée pour déterminer avec précision le niveau de risque global d'un tronçon entre stations de pompage. Suivant cette approche, la longueur totale du TPC correspondant à chaque niveau de risque est prise en compte afin de générer une cote pour le tronçon, et chaque niveau de risque est pondéré de façon progressive selon l'ordre de gravité.

À l'aide des résultats de la catégorisation des risques, Stantec a déterminé que les deux tronçons entre stations de pompage présentant le niveau de risque le plus élevé étaient les suivants :

- le tronçon entre les stations de pompage 53 et 54 – de Stittsville à Iroquois
- le tronçon entre les stations de pompage 61 et 62 – de Lévis à L'Islet

Pour de plus amples renseignements sur la méthode employée par Stantec et sur les résultats obtenus, voir l'Annexe Vol 1-1 : *Évaluation des risques du pipeline*

2.3.3 Identification des tronçons de pipeline contributifs susceptibles d'entraîner de graves conséquences

Afin de peaufiner ces résultats pour déterminer les impacts qui pourraient potentiellement survenir dans l'éventualité improbable d'une défaillance à l'un des tronçons entre stations de pompage susmentionnés, Applied Science Associates (« ASA ») a modélisé le devenir et les effets des déversements hypothétiques de pétrole de type Access Western Blend le long du pipeline entre les stations de pompage identifiées pour déterminer les voies d'écoulement potentielles en surface et dans le réseau des eaux de surface. À partir de ce modèle, Stantec a déterminé les TPC particuliers parmi les tronçons entre stations de pompage identifiés qui

présentent le niveau de risque le plus élevé. Les deux TPC susceptibles d'entraîner les conséquences les plus graves en cas de déversement sont situés dans les zones suivantes :

- près de la rivière Jock;
- près de la rivière Etchemin.

Pour de plus amples renseignements, voir l'Annexe Vol 1-1 : *Évaluation des risques du pipeline* (Stantec).

2.3.4 Fréquence des incidents

Afin de déterminer la fréquence des déversements dans les zones des TPC à haut risque identifiés ci-dessus, Stantec a estimé la fréquence des incidents pour chaque niveau de risque dans chaque tronçon entre stations de pompage. Dans le cas du tronçon entre les stations de pompage de Stittsville et d'Iroquois, il a été déterminé que la probabilité qu'un déversement important (supérieur à 1 600 m³ [10 000 b]) se produise en provenance d'un TPC ayant une cote de risque de niveau 1 près de la rivière Jock est d'environ une fois tous les 16 160 ans. Dans le cas du tronçon entre les stations de pompage de Lévis et de L'Islet, la probabilité qu'un déversement important (supérieur à 1 600 m³ [10 000 b]) se produise en provenance d'un TPC ayant une cote de risque de niveau 1 près de la rivière Etchemin est d'environ une fois tous les 17 740 ans. Stantec a fourni des renseignements détaillés sur la fréquence des incidents pour tous les niveaux de risque dans chaque tronçon entre stations de pompage dans l'hypothèse de déversements de 0,6 m³, de 8 m³, de 159 m³ et de 1 590 m³ (soit 4, 50, 1 000 et 10 000 b, respectivement); ces renseignements figurent dans les tableaux 5-11 et 5-12 de l'Annexe Vol 1-1 : *Évaluation des risques du pipeline*

2.4 INTERVENTIONS D'URGENCE SELON LES SCÉNARIOS

Dans le cadre de l'évaluation des risques associés aux installations pipelinières, Énergie Est a retenu les services de Triox afin que celle-ci effectue des simulations d'intervention d'urgence advenant le scénario de déversement le plus défavorable en provenance des deux TPC mentionnés à la section 2.3.3 ci-dessus pour orienter la planification des interventions d'urgence et les estimations des coûts de réhabilitation. Triox a utilisé les résultats générés par ASA à l'aide du système OILMAP Land pour estimer la répartition du pétrole dans l'environnement dans l'éventualité improbable où une défaillance du pipeline entraînerait le scénario de déversement le plus défavorable. Aux fins de cette évaluation des risques, les deux scénarios de déversement hypothétiques suivants, qui sont fondés sur les renseignements précis relatifs aux TPC, ont été utilisés pour évaluer les scénarios de déversement potentiels les plus défavorables :

- un déversement de 3 490 m³ (21 970 b²) dans la rivière Etchemin;
- un déversement de 3 145 m³ (19 800 b) dans la rivière Jock.

Lorsqu'elle a estimé les coûts d'intervention d'urgence pour ces deux scénarios, Triox a présumé que le matériel, les ressources et le personnel d'intervention arriveraient sur les lieux du déversement dans un délai de trois heures. Ce délai pour l'arrivée du matériel d'intervention correspond à trois heures de moins que les délais qu'Énergie Est a adoptés conformément aux lignes directrices relatives aux délais d'intervention élaborées par l'ACPE. Étant donné que les deux zones visées ont été définies comme étant sujettes à de graves conséquences en cas de déversement, ce délai serait respecté grâce au positionnement stratégique de matériel d'intervention d'urgence caché pour permettre une intervention rapide et réduire au minimum l'impact potentiel.

En outre, Énergie Est a retenu un scénario de déversement de moindre envergure aux fins d'évaluation, à savoir :

- un déversement de 8 m³ (50 b) à la vanne intermédiaire de la canalisation principale tout juste en aval de la rivière Etchemin (scénario de déversement mineur).

2.5 MESURES D'ATTÉNUATION INTÉGRÉES DANS LA CONCEPTION, LA CONSTRUCTION ET L'EXPLOITATION

Des mesures de sécurité et de protection de l'environnement seront intégrées dans la conception du pipeline, dans les procédures d'exploitation et d'entretien ainsi que dans les programmes d'intervention en cas d'urgence et de réhabilitation afin de prévenir et de réduire les risques d'accidents et de défaillances et les effets défavorables potentiels de tels incidents.

L'évaluation des risques a été entreprise à l'égard des installations pipelinières pour lesquelles des mesures d'atténuation ont été prévues comme il est précisé dans les processus de conception et d'exploitation du pipeline décrits dans la demande et les rapports supplémentaires. Un exposé détaillé des mesures d'atténuation relatives au pipeline est présenté à la section 2.3, *Risques et atténuation* du volume 6 de l'ÉES de la demande. Des mesures d'atténuation supplémentaires prévues dans d'autres parties de la demande ou dans des rapports supplémentaires sont résumées et mentionnées ci-après afin de présenter une analyse complète des risques liés au pipeline.

² Un examen ultérieur de l'emplacement des vannes et des activités d'optimisation pourraient modifier ces volumes sortants dans l'avenir à mesure que le Projet progresse vers la phase de conception technique détaillée.

2.5.1 Conception technique

La conception technique sera réalisée dans le but d'atténuer les effets potentiellement associés à un éventuel déversement accidentel dans l'environnement. Voici certaines des mesures importantes qui ont été intégrées dans la conception technique du Projet :

- conception du pipeline respectant ou dépassant les exigences prévues dans la norme CSA Z662-15;
- épaisseur de recouvrement adéquate, y compris une plus grande profondeur d'enfouissement du pipeline sous les franchissements de cours d'eau à certains emplacements, comme il sera jugé nécessaire au moment de la conception détaillée;
- épaisseur des parois et nuance du matériau appropriées pour le pipeline;
- vannes dans la canalisation principale (conformément à la norme CSA Z245.15-09);
- brides et raccords (conformément à la norme CSA Z245.11-13 ou CSA Z245.12-13);
- revêtements du pipeline :
 - toutes les nouvelles canalisations auront un revêtement en époxy appliqué par fusion en usine;
 - un revêtement résistant à l'abrasion sera utilisé lorsque les canalisations seront installées par perçage, forage ou d'autres méthodes qui pourraient provoquer l'abrasion du revêtement pendant l'installation.
- système de protection cathodique;
- réparation ou remplacement des canalisations à convertir comme il est prévu dans l'évaluation technique présentée à l'Annexe 5-1 : Évaluation technique du volume 5 de la demande.

Une description détaillée de ces mesures de protection est présentée dans le volume 4, *Conception du pipeline*, le volume 5, *Conception de la conversion* et le volume 6, *Conception des installations* de la demande.

2.5.2 Emplacement des vannes

Les assemblages de vannes permettent d'isoler les tronçons du pipeline pour réduire les effets d'un déversement accidentel et seront positionnés de façon stratégique pour protéger les importants cours d'eau et limiter le volume d'un éventuel déversement. L'emplacement des assemblages de vannes sera choisi en tenant compte des conséquences associées à une éventuelle fuite ou rupture du pipeline dans des zones où un déversement pourrait toucher des RTS et avoir des répercussions, par exemple, sur la sécurité publique, l'environnement et/ou l'économie locale. Une description détaillée de la méthode utilisée pour déterminer l'emplacement des vannes est

présentée dans le volume 4, *Conception du pipeline* de la demande et dans le rapport supplémentaire n° 5, Annexe Vol 2-13 : *Évaluation technique en vue de la sélection des emplacements des vannes*.

2.5.3 Construction

Énergie Est supervisera la construction du Projet. L'équipe de construction possédera des compétences et de l'expérience dans les domaines de la construction et de l'inspection de pipelines et d'installations. Pour obtenir de plus amples renseignements au sujet de la gestion de la construction et de la gestion de la qualité, voir la section 2 du volume 7 de la demande.

2.5.4 Exploitation

TransCanada exploitera le pipeline et les installations connexes conformément aux exigences réglementaires, aux conditions des permis et aux autres autorisations applicables, y compris :

- le Règlement de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres;
- la norme CSA Z662-15 – Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz (Oil and Gas Pipeline Systems);
- la norme CSA Z246.1-13 – Gestion de la sûreté des installations liées à l'industrie du pétrole et du gaz naturel (Security Management for Petroleum and Natural Gas Industry System).

Énergie Est adoptera le processus de gestion des menaces prévu par le programme de gestion de l'intégrité de TransCanada et procédera à des analyses des risques à l'égard des tronçons du pipeline définis comme étant susceptibles d'être exposés à une menace. Les résultats des analyses des risques serviront à déterminer les activités de gestion et/ou de contrôle des menaces aux activités d'exploitation et à leur attribuer un ordre de priorité.

Un exposé détaillé de l'exploitation du pipeline et des installations connexes, y compris de l'approche d'Énergie Est en matière de détection des fuites et de gestion de l'intégrité, est présenté à la section 4 du volume 7 de la demande.

2.5.5 Préparation et intervention en cas d'urgence

Énergie Est élaborera des plans et des programmes de préparation et d'intervention en cas d'urgence conformément au système de gestion des urgences existant de TransCanada afin de s'assurer qu'elle dispose de capacités et de ressources suffisantes pour répondre aux éventuelles situations d'urgence, y compris à l'éventualité improbable d'un déversement ou d'un rejet. Les renseignements obtenus aux fins de la catégorisation de l'ensemble des risques associés au pipeline et aux installations connexes dans leur intégralité qui sera effectuée pendant la phase de

conception détaillée serviront à déterminer si des plans d'intervention géographiques précis sont nécessaires pour une zone en particulier. Un exposé détaillé des plans d'intervention en cas d'urgence est présenté à la section 6 du volume 7 de la demande et dans la réponse d'Énergie Est à la demande de renseignements 5.30 de l'ONÉ³.

2.6 INTERVENTION, RÉHABILITATION ET ESTIMATION DES DOMMAGES CAUSÉS À DES TIERS

Afin d'estimer les responsabilités éventuelles qui seraient normalement associées aux scénarios les plus défavorables décrits ci-dessus, Énergie Est a retenu les services de divers organismes qui participent ou ont participé à des interventions et à des activités de réhabilitation à la suite des types d'incidents susmentionnés.

Énergie Est a retenu les services de Triox afin que celle-ci effectue une estimation des coûts d'intervention d'urgence qui couvrirait les coûts directs associés à chacun des pires scénarios déterminés. Les coûts associés à aux interventions d'urgence comprennent l'enlèvement mécanique du pétrole dans l'environnement par divers moyens qui sont décrits à la section 6, *Intervention en cas d'urgence* du volume 7 de la demande. Triox a utilisé le système OILMAP Land pour estimer la répartition du pétrole (voir la section 2.3.7 ci-dessus) et pour déterminer les ressources d'assainissement qui devraient être mobilisées en réponse aux scénarios susmentionnés. L'estimation des coûts effectuée par Triox est résumée au tableau 2-2 et est expliquée en détail dans le rapport de Triox figurant à l'Annexe Vol 1-2 : *Estimés des coûts pour les scénarios de déversements les plus défavorables – Oléoduc*

Énergie Est a retenu les services de Stantec afin que celle-ci estime la portée des travaux et les coûts qui seraient associés aux activités de réhabilitation qui pourraient être nécessaires pour assainir un environnement contaminé par du pétrole à la suite des interventions d'urgence, comme la remise en état de la végétation et la surveillance à long terme. L'estimation des coûts effectuée par Stantec est présentée au tableau 2-2 et est expliquée en détail à l'Annexe Vol 1-3 : *Scénarios d'intervention en cas de déversement de pipelines - Estimation des coûts de réhabilitation environnementale*

³ Code de dépôt auprès de l'ONÉ : [A4V8G6](#)

**Tableau 2-2 : Estimation des coûts d'intervention –
 scénarios de déversement du pipeline les plus défavorables**

Scénario	Inducteur de coût	Consultant	Estimation des coûts (M\$ CA)	Rapport détaillé
Déversement de 3 145 m ³ de pétrole provenant du pipeline dans la rivière Jock	Intervention d'urgence	Triox	44,8	Annexe Vol 1-2 : <i>Estimés des coûts pour les scénarios de déversements les plus défavorables – Oléoduc</i>
	Réhabilitation	Stantec	23,3	Annexe Vol 1-3 : <i>Scénarios d'intervention en cas de déversement de pipelines - Estimation des coûts de réhabilitation environnementale</i>
	Dommages causés à des tiers ¹	s.o.	67,2	s.o.
	Total		135,3	
Déversement de 3 490 m ³ de pétrole provenant du pipeline dans la rivière Etchemin	Intervention d'urgence	Triox	203,8	Annexe Vol 1-2 : <i>Estimés des coûts pour les scénarios de déversements les plus défavorables – Oléoduc</i>
	Réhabilitation	Stantec	109,3	Annexe Vol 1-3 : <i>Scénarios d'intervention en cas de déversement de pipelines - Estimation des coûts de réhabilitation environnementale</i>
	Dommages causés à des tiers ¹	s.o.	305,7	s.o.
	Total		618,8	
Déversement de 8 m ³ de pétrole provenant d'une vanne près de la rivière Etchemin	Intervention d'urgence	Triox	0,9	Annexe Vol 1-2 : <i>Estimés des coûts pour les scénarios de déversements les plus défavorables – Oléoduc</i>
	Réhabilitation	Stantec	1,0	Annexe Vol 1-3 : <i>Scénarios d'intervention en cas de déversement de pipelines - Estimation des coûts de réhabilitation environnementale</i>
	Dommages causés à des tiers ^{1,2}	s.o.	0,0	s.o.

**Tableau 2-2 : Estimation des coûts d'intervention –
scénarios de déversement du pipeline les plus défavorables (suite)**

Scénario	Inducteur de coût	Consultant	Estimation des coûts (M\$ CA)	Rapport détaillé
	Total		1,9	
Notes :				
<p>1. Comme il est indiqué dans le cadre à la section 1, Énergie Est a estimé que les coûts potentiellement associés aux scénarios hypothétiques d'accident et de défaillance déterminés équivalent à 1,5 fois les coûts d'intervention d'urgence qui ont été estimés par Triox.</p> <p>2. Dans le cas du scénario hypothétique de déversement provenant d'une vanne près de la rivière Etchemin, aucun dommage ne devrait être causé à des tiers, car le déversement demeurerait confiné dans les limites de propriété de l'installation.</p>				

À partir de l'estimation des coûts d'intervention résumée au tableau 2-2, Énergie Est a estimé que des coûts maximaux de 619 M\$ CA pourraient potentiellement être engagés advenant une défaillance du pipeline qui entraînerait le scénario de déversement le plus défavorable dans une zone considérée comme étant sujette à de graves conséquences (c.-à-d. un déversement de 3 490 m³ de pétrole provenant du pipeline dans la rivière Etchemin). L'approche qu'Énergie Est a adoptée pour s'assurer d'avoir des ressources financières suffisantes afin d'intervenir efficacement en temps opportun est exposée à la section 5.

L'estimation des coûts d'intervention représente l'ampleur maximale vraisemblable des coûts qui pourraient devoir être engagés advenant un accident ou une défaillance associé au pipeline et aux installations connexes.

En raison de la spécificité du contexte et du site de chaque accident ou défaillance potentiel, le calcul du coût d'assainissement par mètre cube de liquide déversé peut donner lieu à une représentation erronée des coûts prévus. Néanmoins, conformément aux exigences de dépôt prévues dans la lettre de juin 2014 de l'ONÉ, l'estimation des coûts présentée au tableau 2-2 ci-dessus a été préparée. En fonction des scénarios les plus défavorables examinés ci-dessus (qui supposent un éventuel déversement d'environ 3 500 m³ de pétrole découlant de l'exploitation du pipeline), le coût d'assainissement moyen estimatif par mètre cube de produit déversé est d'environ 177 000 \$/m³.

3.0 ÉVALUATION DES RISQUES LIÉS AUX TERMINAUX DE RÉSERVOIRS

Énergie Est a effectué une évaluation des risques relativement aux terminaux de réservoirs Hardisty D, Moosomin et Saint John associés au Projet afin de déterminer le scénario le plus défavorable potentiel crédible et les coûts qui y seraient associés en cas d'accident ou de défaillance. La portée de l'évaluation des risques effectuée aux fins de la présente section a été établie dans le but d'évaluer les coûts potentiels qu'Énergie Est pourrait engager s'il se produisait un accident ou une défaillance de cette nature pendant l'exploitation du Projet.

L'évaluation des risques liés aux terminaux de réservoirs du Projet a comporté l'identification des risques, l'évaluation de la probabilité que des incidents surviennent et l'estimation des conséquences potentiellement associées aux incidents examinés. Ces renseignements ont servi à évaluer les risques auxquels les installations sont exposées et à définir les deux scénarios les plus défavorables potentiels crédibles dans le but d'estimer les coûts d'intervention potentiels qui pourraient éventuellement découler de ces scénarios.

Le tableau 3-1 indique les principaux éléments examinés dans le cadre de l'évaluation des risques liés aux terminaux de réservoirs et de l'estimation des coûts d'intervention qui ont été effectuées, les sections du rapport supplémentaire n° 5 où l'information pertinente se trouve et les principaux documents à l'appui.

Tableau 3-1 : Aperçu de l'évaluation des risques liés aux terminaux de réservoirs

Élément	Section	Consultant	Documents à l'appui
Portée de l'évaluation des risques	3.1	Service d'évaluation des risques de Marsh (« Marsh »)	Annexe Vol 1-4 : <i>Évaluation des risques – Installations de terminaux de réservoirs</i>
Identification des risques et évaluation des menaces	3.2.1	Service d'évaluation des risques de Marsh	Annexe Vol 1-4 : <i>Évaluation des risques – Installations de terminaux de réservoirs</i>
Analyse de la fréquence	3.2.2	Service d'évaluation des risques de Marsh	Annexe Vol 1-4 : <i>Évaluation des risques – Installations de terminaux de réservoirs</i>
Conséquences	3.2.3	Service d'évaluation des risques de Marsh	Annexe Vol 1-4 : <i>Évaluation des risques – Installations de terminaux de réservoirs</i>
Scénario le plus défavorable crédible	3.3	Service d'évaluation des risques de Marsh	Annexe Vol 1-4 : <i>Évaluation des risques – Installations de terminaux de réservoirs</i>
Mesures d'atténuation	3.4	s.o.	Volume 6, section 4 et volume 7, sections 2 et 5 de la demande

Tableau 3-1 : Aperçu de l'évaluation des risques liés aux terminaux de réservoirs (suite)

Élément	Section	Consultant	Documents à l'appui
Coûts d'intervention directs estimatifs	3.5	Triox Urgences Environnementales Inc. (« Triox »)	Annexe Vol 1-5 : <i>Estimés des coûts pour les scénarios de déversements les plus défavorables – installations</i>
Coûts de réhabilitation estimatifs	3.5	Stantec Experts-Conseils Ltée (« Stantec »)	Annexe Vol 1-6 : <i>Scénarios d'intervention en cas de déversement de pétrole dans les installations - Estimation des coûts de réhabilitation environnementale</i>
Coûts directs estimatifs liés aux dommages causés à des tiers	3.5	s.o.	Sections 1 à 8
Estimation des coûts d'intervention totaux	3.5	s.o.	s.o.

3.1 PORTÉE DE L'ÉVALUATION DES RISQUES

L'évaluation des risques a porté notamment sur les terminaux de réservoirs suivants :

- le terminal de réservoirs Hardisty D, qui comprend 14 réservoirs de stockage de pétrole d'une capacité de 55 600 m³ (350 000 b) chacun et des installations connexes;
- le terminal de réservoirs Moosomin, qui comprend 3 réservoirs de stockage de pétrole d'une capacité de 55 400 m³ (350 000 b) chacun et des installations connexes;
- le terminal de réservoirs Saint John, qui comprend 22 réservoirs de stockage de pétrole d'une capacité de 95 400 m³ (600 000 b) chacun et des installations connexes, ainsi que la zone de matériel auxiliaire du terminal maritime Canaport d'Énergie Est.

Une description détaillée de la portée de l'évaluation est présentée à la section 3 de l'Annexe Vol 1-4 : *Évaluation des risques – Installations de terminaux de réservoirs*.

3.2 ÉVALUATION QUANTITATIVE DES RISQUES

Énergie Est a retenu les services du Service d'évaluation des risques de Marsh (« Marsh »)¹ afin que celui-ci effectue une analyse des risques liés aux terminaux de réservoirs qui seront construits et exploités dans le cadre du Projet. Le processus d'évaluation des risques a été mené conformément aux philosophies, aux concepts et aux méthodes standards usuels applicables aux processus d'évaluation des risques. Le rapport figure à l'Annexe Vol 1-4 : *Évaluation des risques – Installations de*

¹ <http://canada.marsh.com/Produitsetservices/ServicesdevaluationdesrisquesdeMarsh.aspx>

terminaux de réservoirs. Les principales conclusions du rapport sont résumées ci-après.

Marsh a effectué des évaluations précises de chacun des sites des terminaux de réservoirs Hardisty D, Moosomin et Saint John. Les terminaux de réservoirs ont été évalués afin d'identifier les risques associés aux activités de stockage, de pompage et de comptage du pétrole qui ont servi à déterminer les incidents éventuels, y compris les pertes de confinement et les incidents d'inflammation connexes. L'analyse du système de gestion de la vapeur situé dans la zone de matériel auxiliaire du terminal maritime Canaport d'Énergie Est a également fait partie de l'évaluation des risques liés au terminal de réservoirs Saint John.

3.2.1 Évaluation des risques et des menaces

Marsh a effectué une étude d'identification des risques (l'« ÉIR ») qui a porté essentiellement sur les risques susceptibles d'avoir des répercussions sur des biens et des personnes se trouvant à l'extérieur des limites de la propriété de chaque terminal de réservoirs. L'ÉIR incluait des renseignements fournis par des représentants d'Énergie Est qui connaissent bien les aspects techniques et l'exploitation des installations ainsi que les récepteurs environnementaux et relatifs à la population et les interventions d'urgence.

À partir des résultats de l'ÉIR, les incidents suivants ont été examinés à chaque terminal de réservoirs, le cas échéant :

- pertes de confinement;
- incendies dans les réservoirs;
- incendies en nappe (pool fire);
- fumée toxique émanant des incendies;
- débordement des réservoirs par bouillonnement;
- détonations explosives des vapeurs d'un liquide en ébullition (BLEVE);
- fontaines d'artifices.

Pour obtenir de plus amples renseignements sur les risques et le processus d'ÉIR, voir l'annexe B de l'Annexe Vol 1-4 : *Évaluation des risques – Installations de terminaux de réservoirs*.

3.2.2 Analyse de la fréquence

Marsh a réalisé une analyse de la fréquence des incidents déterminés dans le cadre de l'ÉIR afin de définir la probabilité qu'un incident survienne. Marsh a utilisé les probabilités d'incidents publiées par des sources contemporaines de l'industrie afin d'établir les probabilités de base associées à un type de risque précis pouvant être présent à une installation. Ces probabilités d'incidents représentent des probabilités unitaires fondées sur la longueur de la canalisation ou la quantité de réservoirs ou de pompes pouvant être en cause dans un incident qui ont ensuite été converties en

fréquences d'incident en fonction de la portée des installations de chaque terminal de réservoirs.

Les mesures d'atténuation relatives à la conception, à la construction et à l'exploitation examinées dans l'analyse de la fréquence des incidents sont proportionnées aux critères de conception des terminaux de réservoirs standards actuellement en exploitation dans l'industrie. Ces mesures d'atténuation des risques comprennent des systèmes de gestion de l'exploitation et de l'entretien établis ainsi qu'une instrumentation et des systèmes d'isolement propres à la conception de terminaux de réservoirs standards. Elles comprennent également de l'espacement entre les réservoirs, des enceintes de confinement secondaires et des systèmes de protection contre les incendies comme l'exigent les normes réglementaires applicables. Les caractéristiques de conception industrielles actuelles qui s'appliqueraient aux terminaux de réservoirs de Hardisty D, Moosomin et Saint John intègrent des déterminations prudentes de la fréquence des incidents, car l'analyse de cette fréquence est fondée sur des données concernant des incidents qui se sont produits à des installations employant des technologies et des pratiques plus anciennes.

L'évaluation des risques a compris un examen des conséquences les plus graves pouvant être associées au scénario le plus défavorable crédible. Par conséquent, les incidents qui sont les plus susceptibles de survenir, comme de petites fuites provenant d'une canalisation ou d'une pompe, n'ont pas été étudiés plus à fond, car leur impact est relativement faible. Il a été par ailleurs établi que la probabilité qu'un incident entraîne d'autres incidents était suffisamment faible pour que de tels incidents secondaires ne soient pas considérés comme faisant partie des scénarios les plus défavorables crédibles aux fins de l'évaluation des risques.

Une description complète de l'analyse de Marsh, y compris des méthodes utilisées, est présentée aux sections 7.3 et 7.4 de l'Annexe Vol 1-4 : *Évaluation des risques – Installations de terminaux de réservoirs*.

3.2.3 Analyse des conséquences

Marsh a effectué une analyse des conséquences pour cerner les effets physiques pouvant possiblement découler des incidents déterminés dans le cadre de l'ÉIR. L'analyse des conséquences a porté essentiellement sur les effets potentiels d'un incident à l'extérieur des limites de la propriété de chaque terminal de réservoirs, ainsi que sur les éventuelles pertes de confinement qui pourraient nécessiter des mesures d'assainissement et de réhabilitation à l'intérieur des limites de la propriété des terminaux de réservoirs.

L'analyse des conséquences a été effectuée à l'aide des concepts présentés dans les pratiques recommandées par la Société canadienne du génie chimique (la « SCGCh ») (CSCChE, 2004). Comme il est recommandé dans le document intitulé *Risk*

Assessment – Recommended Practices de la SCGCh, seule une marge de tolérance minimale a été prévue pour les facteurs d'atténuation dans la modélisation des conséquences. Cette pratique confère une prudence aux résultats de l'analyse des conséquences, car les risques associés aux dangers et aux incidents potentiels sont surestimés. Les mesures d'atténuation qui réduiraient les conséquences et la probabilité des incidents sont exposées ci-après à la section 3.4, *Conception et atténuation des risques*.

Marsh a déterminé les cas potentiels de perte de confinement et a établi la quantité de pétrole qui pourrait être déversée. Les cas de perte de confinement examinés par Marsh ont porté sur les déversements de pétrole provenant des canalisations, des pompes et des réservoirs de stockage d'un terminal de réservoirs. Pour déterminer la quantité de pétrole qui pourrait être déversé en provenance d'un réservoir de stockage, la capacité maximale du réservoir a été prise en compte. Dans le cas des canalisations et des pompes, le débit maximal du système et le délai d'arrêt du système ont été utilisés. Les débits ont été sélectionnés en fonction du terminal de réservoirs analysé. Conformément aux interfaces d'instrumentation et d'exploitation des terminaux de réservoirs, un délai d'arrêt de cinq minutes a été utilisé pour ces installations.

Marsh a réalisé une modélisation des risques à l'aide de Phast (*Process Hazard Analysis Software Tool*, version 6.7), progiciel de modélisation des conséquences commercial offert par Det Norske Veritas GL. Ce progiciel a été utilisé pour élaborer des niveaux de radiation thermiques afin d'évaluer les effets associés à un incident qui pourrait causer un incendie. Le Dow Chemical Exposure Index (Dow, 1994) a été utilisé pour calculer les concentrations potentielles de gaz toxiques, en particulier le dioxyde de soufre, en fonction des incendies potentiels de la plus grande ampleur évalués dans les réservoirs et les zones de confinement des réservoirs. Les densités particulières des nuages de fumée n'ont pas été prises en compte, car les incidents antérieurs n'ont pas nécessité de mesures de réhabilitation en dehors de la propriété des installations.

Une description complète de l'analyse des conséquences, y compris des méthodes utilisées, est présentée aux sections 7.3 et 7.4 de l'Annexe Vol 1-4 : *Évaluation des risques – Installations de terminaux de réservoirs*.

3.3 SCÉNARIOS LES PLUS DÉFAVORABLES CRÉDIBLES

Aux fins de l'évaluation des risques liés aux terminaux de réservoirs, Énergie Est a accepté l'approche que Marsh a utilisée pour déterminer les scénarios (ou les incidents) les plus défavorables crédibles à l'égard de ces installations. Aux fins de l'établissement de la garantie financière, Marsh définit un incident crédible comme étant un incident qui se produit à une fréquence pouvant atteindre $1,0 \times 10^{-4}$ ans (ou une fois tous les 10 000 ans) d'exploitation. Ce calcul est fondé sur les limites

reconnues de l'industrie des assurances pour l'établissement des pertes prévisibles maximales.

Une fois qu'un incident a été jugé crédible en fonction du seuil de probabilité susmentionné, ses effets ont été calculés à l'aide des techniques d'analyse des conséquences décrites à la section 3.3.1. Les incidents qui ne répondaient pas aux critères de crédibilité susmentionnés n'ont pas été analysés plus à fond. Marsh a déterminé les scénarios les plus défavorables crédibles susceptibles d'avoir les répercussions les plus graves sur l'environnement local et les biens hors site aux fins d'évaluation ultérieure.

3.3.1 Résultats de l'analyse des conséquences

Les résultats de l'analyse des conséquences ont été calculés pour les scénarios d'accident et de défaillance les plus défavorables crédibles aux terminaux maritimes, y compris les incidents suivants :

- pertes de confinement aux terminaux de réservoirs Hardisty D, Moosomin et Saint John;
- incendies aux joints périphériques des réservoirs aux terminaux de réservoirs Hardisty D, Moosomin et Saint John;
- incendies pleine surface aux terminaux de réservoirs Hardisty D, Moosomin et Saint John;
- incendies en nappe aux terminaux de réservoirs Hardisty et Saint John.

À la lumière des scénarios les plus défavorables crédibles, il a été déterminé que la survenance des incidents suivants au terminal de réservoirs Saint John aurait les impacts les plus graves sur des récepteurs tiers :

- rupture d'une canalisation à l'extérieur de la zone de réservoirs;
- incendie en nappe causé par une perte de confinement.

Le pire déversement crédible calculé a été associé à une rupture d'une canalisation à l'extérieur des zones de réservoirs au terminal de réservoirs Saint John qui entraînerait un déversement d'environ 4 600 m³.

Les impacts les plus graves des scénarios les plus défavorables jugés crédibles sur des tiers hors site ont été associés à un incendie en nappe au sein de la zone de réservoirs au terminal de réservoirs Saint John. En ce qui concerne cet incident, il a été déterminé que des effets de rayonnement thermique pouvaient être ressentis au-delà des limites de la propriété du terminal de réservoirs. Il a été évalué que les biens situés à l'extérieur de la propriété à une distance de 86 m et de 352 m, respectivement, pourraient potentiellement être exposés à des niveaux de rayonnement thermique se situant entre 4 kW/m² et 12,5 kW/m². Par conséquent, ces biens pourraient être endommagés à la suite d'une exposition prolongée à l'incendie dans les conditions

météorologiques les plus défavorables. Ces conclusions sont jugées prudentes, car le terminal de réservoirs est surélevé par rapport aux biens, de sorte que ces derniers devraient être exposés à des niveaux de rayonnement thermique inférieurs à ceux calculés. De plus, il a été conclu que ces incidents potentiels n'auraient pas de répercussions physiques sur les activités industrielles à proximité du site.

Selon les calculs effectués au niveau du sol, des émanations de SO₂ provenant de feux en nappe potentiels peuvent se propager sur une distance d'environ 12 kilomètres au niveau 2 défini par les *Emergency Response Planning Guideline Levels* (AIHA, 2013) et sur environ 2 km à des niveaux présentant un danger immédiat pour la vie ou la santé (NIOSH, 1994). L'évaluation des conséquences potentielles d'un incendie en nappe ne tient pas compte des mesures d'atténuation, notamment l'application de mousse ignifuge qui réduirait la probabilité et l'impact du danger. Un résumé complet des résultats de l'évaluation des conséquences est présenté aux sections 7.3 et 7.4 de l'Annexe Vol 1-4 : *Évaluation des risques – Installations de terminaux de réservoirs*.

3.4 MESURES D'ATTÉNUATION INTÉGRÉES DANS LA CONCEPTION, LA CONSTRUCTION ET L'EXPLOITATION

Pendant les phases de conception, de construction et d'exploitation du Projet, Énergie Est adoptera des solutions, des programmes et des pratiques techniques afin d'atténuer efficacement les risques décrits à la section 4 du volume 6 de la demande. Des mesures d'atténuation sont mises en œuvre pour réduire la probabilité qu'un incident survienne et les conséquences éventuelles d'un tel incident. Les données utilisées pour déterminer la probabilité de base des risques proviennent de sources internationales et pourraient ne pas tenir compte des exigences de la réglementation canadienne. Ainsi, les exigences de la réglementation et des codes applicables à Énergie Est pourraient être considérées comme des mesures d'atténuation efficaces si elles n'étaient pas incluses dans les conditions de base de l'évaluation des risques.

Les mesures d'atténuation visant à renforcer l'intégrité du réseau et à éliminer les points critiques de défaillance potentielle revêtent une importance capitale. Les mesures d'atténuation diminuent le risque en réduisant la probabilité qu'un incident se produise. À titre d'exemple, la probabilité d'une perte de confinement est intrinsèquement réduite par l'application des codes et des normes applicables pendant la conception, la construction et l'exploitation, notamment les normes CSA Z662-15 et API 650. Ces publications sont fondées sur le principe de l'amélioration continue et sont mises à jour régulièrement pour tenir compte des faits nouveaux qui se sont produits dans l'industrie.

3.4.1 Conception technique

Afin de réduire la probabilité des pertes de confinement aux terminaux de réservoirs, les mesures d'atténuation suivantes ont été intégrées dans la conception des terminaux de réservoirs :

- les réservoirs, les réseaux de canalisations, les compteurs et les pompes de surpression seront dotés de vannes d'isolement afin de limiter l'ampleur d'un déversement de pétrole;
- des vannes d'isolement seront placées à l'entrée du terminal et dans le collecteur de soupape afin d'isoler le flux de pétrole;
- les réservoirs de stockage de pétrole seront équipés d'un dispositif antidébordement automatisé utilisant des instruments redondants;
- chaque réservoir sera doté 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;
- le terminal de réservoirs de Saint John sera conçu de façon à pouvoir retenir la quasi-totalité d'un éventuel déversement de pétrole d'un volume pouvant atteindre 10 000 m³ (62 000 b) à l'extérieur des zones de réservoirs dans les limites de la propriété de l'installation;
- un réseau de conduites d'écoulement recueillera les éventuelles fuites provenant des joints d'étanchéité des pompes et de vidanger les pompes et les canalisations dans un réservoir collecteur, ce qui réduira les risques de déversement de pétrole. Une enceinte de confinement secondaire permettant de contrôler un déversement sera mise en place pour les réservoirs de stockage du pétrole et les transformateurs de puissance électrique.

3.4.2 Construction

Les risques pouvant être associés à la construction sont atténués par la mise en œuvre du programme d'assurance de la qualité de la construction de TransCanada et des spécifications de soudage décrites à la section 2.4 du volume 7 de la demande. Afin de réduire davantage le risque de défaillance pendant la construction, toutes les soudures des canalisations dans les terminaux de réservoirs seront inspectées par radiographie ou par ultrasons conformément aux spécifications de TransCanada.

3.4.3 Exploitation et prévention des incendies

Des programmes d'entretien et d'inspection tels que des programmes de gestion de l'intégrité des réservoirs de stockage et des canalisations ont été établis en tant qu'importantes mesures d'atténuation afin de réduire les risques de perte de confinement en détectant les problèmes avant qu'ils ne dégèrent en défaillances. Ces programmes sont décrits à la section 4 du volume 7 de la demande.

La prévention des incendies passe principalement par la réduction des incidents de perte de confinement comme il est indiqué ci-dessus et par l'élimination des sources d'inflammation potentielles. Afin de réduire la probabilité des incidents d'inflammation aux terminaux de réservoirs, les mesures d'atténuation suivantes ont été intégrées dans la conception des terminaux de réservoirs :

- 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 qu'elle soit dissipée en toute sécurité;
- les réservoirs seront équipés de garnitures doubles réduisant la quantité de vapeurs présente près du couvercle à la surface du réservoir;
- les événements des réservoirs collecteurs seront pourvus d'un pare-flamme afin d'empêcher l'inflammation des vapeurs dans le réservoir collecteur.

Des mesures d'atténuation sont également prévues afin de réduire les impacts en cas d'accident ou de défaillance, la principale étant la mise en place de plans de préparation et d'intervention en cas d'urgence efficaces, qui comprennent des ententes d'assistance mutuelle avec des industries locales et les premiers intervenants, des formations offertes aux premiers intervenants et des plans d'évacuation. Afin de réduire la probabilité qu'une perte de confinement dégénère en incendie, le plan d'intervention en cas d'urgence d'Énergie Est exigera que les importantes pertes de confinement soient recouvertes de mousse pour réduire le risque d'inflammation.

Un système d'extinction 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. Ce système permettra de réduire l'impact de la chaleur rayonnante et la dispersion de la fumée, ce qui atténuera les répercussions sur les récepteurs advenant un tel incendie.

3.5 INTERVENTION, RÉHABILITATION ET ESTIMATION DES DOMMAGES CAUSÉS À DES TIERS

Afin d'estimer les responsabilités éventuelles qui seraient normalement associées aux scénarios les plus défavorables crédibles décrits ci-dessus, Énergie Est a retenu les services de divers organismes d'experts qui possèdent de l'expérience dans les interventions et la réhabilitation à la suite des types d'incidents susmentionnés.

Énergie Est a retenu les services de Triox afin que celle-ci effectue une estimation des coûts d'intervention d'urgence qui couvrirait les coûts directs associés à chacun des scénarios les plus défavorables crédibles déterminés. Les coûts associés à aux

interventions d'urgence comprennent l'enlèvement mécanique du pétrole dans l'environnement par divers moyens qui sont décrits à la section 6, *Intervention en cas d'urgence* du volume 7 de la demande. L'estimation des coûts effectuée par Triox est résumée au tableau 3-2. Des renseignements supplémentaires sont fournis à l'Annexe Vol 1-5 : *Estimés des coûts pour les scénarios de déversements les plus défavorables – installations*.

Énergie Est a retenu les services de Stantec afin que celle-ci estime la portée des travaux et les coûts qui seraient associés aux activités de réhabilitation qui pourraient être nécessaires pour remédier aux impacts environnementaux à la suite des interventions d'urgence, comme la remise en état de la végétation et la surveillance à long terme. L'estimation des coûts effectuée par Stantec est résumée au tableau 3-2 et est expliquée en détail à l'Annexe Vol 1-5 : *Estimés des coûts pour les scénarios de déversements les plus défavorables – installations*.

À partir de l'estimation des coûts d'intervention résumée au tableau 3-2, Énergie Est a estimé que des coûts maximaux de 50 M\$ pourraient potentiellement être engagés si l'incident susmentionné se produisait au terminal de réservoirs Saint John. L'approche qu'Énergie Est a adoptée pour s'assurer d'avoir des ressources financières suffisantes afin d'intervenir efficacement en temps opportun est exposée à la section 5.

L'estimation des coûts d'intervention représente l'ampleur maximale vraisemblable des coûts qui pourraient devoir être engagés advenant un accident ou une défaillance aux terminaux de réservoirs d'Énergie Est.

Tableau 3-2 : Estimation des coûts d'intervention – scénarios les plus défavorables crédibles à l'égard des terminaux de réservoirs

Scénario	Inducteur de coût	Consultant	Estimation des coûts (M\$ CA)	Rapport détaillé
Déversement de 4 600 m ³ provenant d'une conduite de réservoir dans la zone de traitement	Intervention d'urgence	Triox	5,1	Annexe Vol 1-5 : <i>Estimés des coûts pour les scénarios de déversements les plus défavorables – installations</i>

**Tableau 3-2 : Estimation des coûts d'intervention –
 scénarios les plus défavorables crédibles à l'égard des terminaux de réservoirs (suite)**

Scénario	Inducteur de coût	Consultant	Estimation des coûts (M\$ CA)	Rapport détaillé
	Réhabilitation	Stantec	14,6	Annexe Vol 1-6 : Scénarios d'intervention en cas de déversement de pétrole dans les installations - Estimation des coûts de réhabilitation environnementale
	Dommmages causés à des tiers ¹	s.o.	7,7	s.o.
	Total		27,4	
Déversement de 95 400 m ³ causé par une rupture d'un réservoir dans l'enceinte de confinement	Intervention d'urgence	Triox	10,7	Annexe Vol 1-5 : Estimés des coûts pour les scénarios de déversements les plus défavorables – installations
	Réhabilitation	Stantec	15,6	Annexe Vol 1-6 : Scénarios d'intervention en cas de déversement de pétrole dans les installations - Estimation des coûts de réhabilitation environnementale
	Dommmages causés à des tiers ¹	s.o.	23,7	s.o.
	Total		50,0	
Note : 1. Comme il est indiqué dans le cadre à la section 1, Énergie Est a estimé que les coûts potentiellement associés aux scénarios hypothétiques d'accident et de défaillance déterminés équivalent à 1,5 fois les coûts d'intervention d'urgence qui ont été estimés par Triox.				

En raison de la spécificité du contexte et du site de chaque accident ou défaillance potentiel, le calcul du coût d'assainissement par mètre cube de liquide déversé peut donner lieu à une représentation erronée des coûts prévus. Néanmoins, conformément aux exigences de dépôt prévues dans la lettre de juin 2014 de l'ONÉ, l'estimation des coûts présentée au tableau 3-2 ci-dessus a été préparée. En fonction des scénarios les

plus défavorables crédibles examinés relativement au terminal de réservoirs Saint John (qui supposent un éventuel déversement d'environ 95 400 m³ de pétrole causé par une rupture d'un réservoir), le coût d'assainissement moyen estimatif par mètre cube de produit déversé est d'environ 525 \$/m³.

4.0 ÉVALUATION DES RISQUES LIÉS À LA NAVIGATION MARITIME ET AU TERMINAL MARITIME

Énergie Est a mené une évaluation des risques du terminal maritime Canaport d'Énergie Est (TMCEE) et de la navigation maritime dans les eaux territoriales canadiennes qui se rapporteraient à l'exploitation du terminal maritime afin de déterminer la possibilité du scénario crédible le plus défavorable et les coûts connexes éventuels en cas d'accident ou de défaillance. L'évaluation des risques effectuée dans le cadre de la présente section visait à évaluer les coûts éventuels qu'Énergie Est pourrait engager dans le cas d'un tel accident ou d'une telle défaillance durant l'exploitation du Projet.

Le Tableau 4-1 ci-après présente les principaux sujets examinés dans le cadre de l'évaluation des risques liés au terminal de réservoirs et les estimations des coûts en cas d'intervention qui ont été effectuées, les sections du Rapport supplémentaire no 5 où se trouvent ces renseignements et la documentation principale à l'appui.

Tableau 4-1 : Aperçu de l'évaluation des risques liés à la navigation maritime et au terminal maritime et estimation des coûts en cas d'intervention

Domaine	Section	Consultant	Documentation à l'appui
Étendue de l'évaluation des risques	4.1	DNV et M&N	Annexe Vol 1-7 : <i>Évaluation des risques liés au terminal maritime et à l'expédition maritime</i>
Détermination des dangers et évaluation de la menace	4.2.1	DNV et M&N	Annexe Vol 1-7 : <i>Évaluation des risques liés au terminal maritime et à l'expédition maritime</i>
Fréquence	4.2.2	DNV et M&N	Annexe Vol 1-7 : <i>Évaluation des risques liés au terminal maritime et à l'expédition maritime</i>
Conséquence	4.2.3	DNV et M&N	Annexe Vol 1-7 : <i>Évaluation des risques liés au terminal maritime et à l'expédition maritime</i>
Scénario crédible le plus défavorable	4.3	DNV et M&N	Annexe Vol 1-7 : <i>Évaluation des risques liés au terminal maritime et à l'expédition maritime</i>
Mesures d'atténuation	4.4	s.o.	Demande Volume 6, Sections 6 et 7 : Conception du terminal maritime; Volume 7, Section 7 : Activités maritimes

Tableau 4-1 : Aperçu de l'évaluation des risques liés à la navigation maritime et au terminal maritime et estimation des coûts en cas d'intervention (suite)

Domaine	Section	Consultant	Documentation à l'appui
Interventions en cas d'urgence en réponse aux scénarios	4.3.1	ALERT	Annexe Vol 1-8 : <i>Coûts des interventions en cas de déversement d'hydrocarbures en milieu marin – Terminal Canaport d'Énergie Est</i>
	--	Stantec – ERESH	Rapport supplémentaire # 5, Volume 4G
Estimation des coûts d'une intervention directe	4.5	ALERT	Annexe Vol 1-8 : <i>Coûts des interventions en cas de déversement d'hydrocarbures en milieu marin – Terminal Canaport d'Énergie Est</i>
Estimation des coûts de remise en état	4.5	Stantec	Annexe Vol 1-9 : <i>Scénarios d'intervention en cas de déversement de pétrole en milieu marin - Estimation des coûts de réhabilitation environnementale</i>
Estimation des coûts directs envers les tiers	4.5	s.o.	Section 1-8
Estimation des coûts totaux	4.6	s.o.	

4.1 PORTÉE DE L'ÉVALUATION DES RISQUES

La portée de l'évaluation des risques comprenait les activités de chargement visant le terminal maritime et les pétroliers, les manœuvres d'amarrage des pétroliers au terminal maritime, les départs du terminal maritime et la navigation maritime liée au Projet dans les eaux territoriales canadiennes. L'évaluation des risques du terminal maritime et de ses activités comprennent la détermination des dangers éventuels, une évaluation du risque qui comprend une analyse de la fréquence, une évaluation des conséquences et une évaluation des risques. L'évaluation des risques a tenu compte de la détermination du scénario crédible le plus défavorable à partir duquel les coûts éventuels liés à une intervention directe en cas d'urgence, la remise en état des lieux et des dommages à des tiers qui pourraient se produire dans un tel scénario ont été chiffrés.

4.2 ÉVALUATION QUANTITATIVE DES RISQUES

Les services de Det Norske Veritas GL (DNV)¹, avec le soutien de Moffatt & Nichol (M&N)², ont été retenus par Énergie Est pour effectuer une évaluation quantitative des risques du TMCEE et de la navigation maritime s'y rapportant. Cette évaluation

¹ <https://www.dnvgl.com/>

² <http://www.moffattnichol.com/>

quantitative des risques est résumée ci-après dans le rapport de DNV qui peut être consulté à l'Annexe Vol 1-7 : *Évaluation des risques liés au terminal maritime et à l'expédition maritime*.

4.2.1 Identification des dangers et évaluation de la menace

DNV a mené une étude sur l'identification de dangers (HAZID) à titre de première étape de l'évaluation quantitative des risques avec un groupe multidisciplinaire de participants ayant des connaissances dans le domaine des activités d'un terminal maritime, de la navigation maritime, de l'environnement local, des conditions météo-océanique locales et des interventions en cas d'urgence. Le processus HAZID a pour but d'aider à l'élaboration d'une compréhension conceptuelle des dangers qui pourraient exister dans le cadre de l'exploitation d'une installation en se fondant sur d'autres activités semblables et des conditions locales que l'on pourrait retrouver dans les activités d'exploitation.

Les dangers suivants liés au genre d'activités d'un terminal maritime qui devraient être exercées au terminal maritime Canaport d'Énergie Est comprenaient ce qui suit :

- l'effondrement d'un chevalet heurté par un navire;
- la collision impliquant un pétrolier en chargement au poste d'amarrage avec un autre navire; et
- un incident lors d'un chargement d'un navire (y compris la défaillance du bras de chargement, la défaillance des amarres, une erreur de l'opérateur et la défaillance du système de chargement des pétroliers).

De plus, les dangers suivants liés à la navigation maritime susceptibles de se produire au terminal maritime Canaport d'Énergie Est comprennent ce qui suit :

- la collision entre un pétrolier au départ et un autre navire;
- l'échouement (propulsé et à la dérive) d'un pétrolier au départ;
- la défaillance structurelle/dérive d'un pétrolier; et
- le feu et les explosions sur un pétrolier

En plus des dangers précités, les risques liés au feu et aux explosions ont été examinés. Pour des détails sur les catégories de dangers qui ont été relevés dans le cadre du processus HAZID, veuillez-vous reporter à l'Appendice B de l'Annexe Vol 1-7 : *Évaluation des risques liés au terminal maritime et à l'expédition maritime*.

4.2.2 Fréquence des dangers prévus

Navigation maritime

Afin de déterminer la fréquence prévue des événements de risque relevés lors du processus HAZID pour les activités de navigation maritime, DNV a utilisé son

modèle exclusif intitulé Marine Accident Risk Calculation System (*Système de calcul des risques d'accident maritime*) (MARCS). Le modèle MARCS estime la fréquence prévue des dangers liés au transport maritime (tel que les échouements propulsés et à la dérive, les collisions) en fonction de données d'entrée spécifiques au site (tel que les aides à la navigation sur place, les pratiques d'exploitation prévues et les propriétés environnementales locales, y compris les conditions météo-océaniques et du fonds marin). Le modèle MARCS a été largement utilisé lors de procédures réglementaires³ et est décrit à l'Appendice A de l'Annexe Vol 1-7 : *Évaluation des risques liés au terminal maritime et à l'expédition maritime*. Les résultats tirés du MARCS figurent ci-après au Tableau 4.2.

Activités du terminal maritime

Afin de déterminer la fréquence prévue des événements de risque relevés au moyen du processus HAZID pour les activités du terminal maritime, DNV a utilisé des statistiques provenant de l'industrie et se rapportant à l'exploitation d'un terminal maritime semblable à celui du Projet. Pour l'analyse de la probabilité d'un danger pour le chevalet ou un pétrolier lors de l'impact d'un poste d'amarrage, DNV a utilisé une analyse de probabilité modifiée pour tenir compte du dépassement de la capacité de conception structurelle du chevalet. Une description de l'analyse, y compris les méthodologies, peut être consultée à l'Annexe Vol 1-7 : *Évaluation des risques liés au terminal maritime et à l'expédition maritime*, Sections 7.3 et 7.4. Les résultats établis à la suite de cette analyse sont résumés au Tableau 4.2 et peuvent être consultés en détails à la Section 7 de l'Annexe Vol 1-7 : *Évaluation des risques liés au terminal maritime et à l'expédition maritime*.

Tableau 4-2 : Fréquence des événements de risque prévus

Type d'incident	Fréquence (par année)	Période de retour (années) ¹
Fréquence totale des accidents pouvant entraîner un déversement de pétrole d'un pétrolier chargé sur son départ	2,8 x10 ⁻⁴	3 571
Fréquence totale des accidents pour les pétroliers au poste d'amarrage ou dans l'aire de mouillage entraînant un déversement de pétrole	8,4x10 ⁻⁵	11 904
Fréquence prévue d'un échouement à la dérive d'un pétrolier chargé sur son départ entraînant un déversement de pétrole	1,4 x10 ⁻⁴	7 143
Fréquence prévue d'un échouement propulsé d'un pétrolier chargé sur son départ entraînant un déversement de pétrole	1,0 x10 ⁻⁴	10 000

³ Pour une liste des processus réglementaires antérieurs qui ont eu recours au modèle MARCS, veuillez-vous reporter à https://docs.neb-one.gc.ca/II-eng/IIisapi.dll/fetch/2000/90464/90552/548311/956726/2392873/2451003/2482413/B165-6_-_Trans_Mountain_Response_to_Tsawout_FN_IR_No.1.30n-Attachment2_-_A3Y3U4.pdf?nodeid=2483012&vernum=-2

Tableau 4-2 : Fréquence des événements de risque prévus (suite)

Type d'incident	Fréquence (par année)	Période de retour (années) ¹
Collision au poste d'amarrage/dans l'aire de mouillage d'un pétrolier partiellement chargé entraînant un déversement de pétrole	$7,7 \times 10^{-5}$	12 987
Effondrement du chevalet marin à la suite de la collision avec un navire	$7,23 \times 10^{-5}$	13 831
Défaillance du bras de chargement au cours des activités maritimes	$1,90 \times 10^{-2}$	53
Note		
1. La période de retour correspond à la probabilité qu'un événement se produise en termes d'années.		

Les analyses ci-dessus ont été fondées sur le processus d'examen TERMPOL en cours mené par Transports Canada, y compris les mesures d'atténuation qui ont été proposées. Pour une description de ces mesures d'atténuation, voir le Volume 6, Section 6 : Terminaux maritimes et le Volume 7, Section 5 : Activités maritimes de la Demande.

4.2.3 Évaluation des conséquences

Afin de déterminer les conséquences éventuelles liées aux événements de risque mentionnés au cours du processus HAZID pour les activités de navigation maritime, DNV a utilisé le logiciel Naval Architecture Package (NAPA) afin d'établir la quantité probable de pétrole qui pourrait être déversée d'un pétrolier dans le cas où le danger se réalise. Le modèle NAPA détermine le volume éventuel qui pourrait être déversé d'une catégorie de pétrolier et d'un type de coque en particulier à la suite d'un incident. Pour des renseignements supplémentaires sur le modèle NAPA, voir les Sections 2.3 et 8.1 de l'Annexe Vol 1-7 : *Évaluation des risques liés au terminal maritime et à l'expédition maritime*. Les résultats établis à la suite de cette analyse sont résumés au Tableau 4.3 et peuvent être consultés plus en détail à la Section 8 de l'Annexe Vol 1-7 : *Évaluation des risques liés au terminal maritime et à l'expédition maritime*.

Afin de déterminer les conséquences éventuelles liées aux événements de risque relevés dans le cadre du processus HAZID pour les activités du terminal maritime, DNV a calculé les volumes de déversement éventuels dans le cas d'un danger déterminé se produisant aux taux maximum d'écoulement prévus liés à l'équipement ou au processus en question. DNV a déterminé qu'une défaillance des bras de chargement au cours d'activités de chargement pourrait entraîner un déversement selon le scénario crédible le plus défavorable de 43 m³ de pétrole dans l'environnement une fois par période de 476 années. DNV a de plus déterminé que dans le cas où un navire d'une taille suffisante devait entrer en collision avec le chevalet et entraîner une défaillance de celui-ci pendant des activités de chargement simultanées, jusqu'à 1 786 m³ pourraient être déversés dans l'environnement. Une discussion plus détaillée de ces résultats et de la façon dont ils ont été calculés a été

effectué peut être consultée aux Sections 8 et 9 de l'Annexe Vol 1-7 : *Évaluation des risques liés au terminal maritime et à l'expédition maritime*.

Tableau 4-3 : Volumes éventuels de déversement résultant de divers événements de risque

Type d'incident	Catégorie de navire	Volume du déversement (m ³) ¹
Collision le long de l'itinéraire de navigation (chargé à 100 %)	Aframax	19 700
	Suezmax	30 400
	TGTB	37 600
Échouement le long de l'itinéraire de navigation (chargé à 100 %)	Aframax	6 700
	Suezmax	9 300
	TGTB	15 400
Collision au poste d'amarrage /dans l'aire de mouillage (chargé à 50 %)	Aframax	9 800
	Suezmax	15 200
	TGTB	18 800
Échouement dans l'aire de mouillage (chargé à 50 %)	Aframax	3 300
	Suezmax	4 700
	TGTB	7 700
Note 1 : Les volumes de déversement établis sont ceux qui ont été utilisés dans le calcul du scénario crédible le plus défavorable (voir Section 4.3)		

4.3 SCÉNARIO CRÉDIBLE LE PLUS DÉFAVORABLE

La méthode générale d'Énergie Est pour définir un scénario crédible le plus défavorable se rapportant à l'exploitation d'une installation est décrite à la Section 1.4. Pour les fins des activités du terminal maritime et des composantes de la navigation maritime du Projet, Énergie Est a accepté la méthode que DNV a utilisée pour déterminer les scénarios crédibles les plus défavorables envisagés pour le Projet. DNV a opté pour une méthode d'information des risques qui a pondéré la fréquence éventuelle des événements de risque, les caractéristiques des catégories des pétroliers et les conséquences éventuelles des événements de risque qui pourraient se produire dans le cas de scénarios crédibles les plus défavorables pour la navigation maritime et les activités du terminal maritime, le tout étant décrit avec plus de détails aux Sections 9.1.5 à 9.3 de l'Annexe Vol 1-7 : *Évaluation des risques liés au terminal maritime et à l'expédition maritime*. Les résultats de cette méthode ont été validés par la suite par un groupe d'experts qui était composé de marins d'expérience et d'ingénieurs en structure.

En se fondant sur le rapport de DNV, DNV a déterminé que, dans le cas crédible le plus défavorable, le volume de déversement à la suite d'accidents impliquant la navigation maritime le long de l'itinéraire maritime ou de l'aire de mouillage et d'une collision au poste d'amarrage pourrait s'élever à 10 595 m³ avec une fréquence

annuelle de $4,4 \times 10^{-4}$ ou une fois par période d'exploitation de 2 289 années (voir page 90 de l'Annexe Vol 1-7 : *Évaluation des risques liés au terminal maritime et à l'expédition maritime*. Cela comprend la probabilité des volumes de déversement dans le cas de la perte d'un confinement pondérée par la perte d'une fréquence de confinement pour l'ensemble des catégories de navires prévus et les types d'incidents prévus au terminal maritime Canaport d'Énergie Est.

De plus, DNV a relevé que dans le cas du scénario crédible le plus défavorable, le déversement qui pourrait se produire au terminal maritime à la suite des activités de chargement actives pourrait s'élever à 43 m^3 avec une fréquence annuelle de $2,1 \times 10^{-3}$ ou une fois par période d'exploitation de 476 années. Le même calcul utilisant la probabilité pondérée de chargement uniquement au poste d'amarrage 1, uniquement au poste d'amarrage 2, et lors d'un chargement simultané, a déterminé dans le cas du scénario crédible le plus défavorable, que le volume de déversement, à la suite d'une collision du chevalet, pourrait s'élever à $1 786 \text{ m}^3$ avec une fréquence annuelle de $7,23 \times 10^{-5}$ ou une fois par période d'exploitation de 13 831 années (voir page 90 de l'Annexe Vol 1-7 : *Évaluation des risques liés au terminal maritime et à l'expédition maritime*.

4.4 INTERVENTIONS EN CAS D'URGENCE EN RÉPONSE AUX SCÉNARIOS

Énergie Est a eu recours aux services du Atlantic Emergency Response Team (ALERT) pour effectuer une simulation de modèle de déversement numérique de la trajectoire et du sort les plus probables du scénario crédible le plus défavorable pour le volume mentionné ci-dessus à la Section 4.3 (voir l'Annexe Vol. 1-8) afin de donner de l'information sur les interventions en cas d'urgence et l'estimation des coûts de la remise en état. ALERT a utilisé le logiciel OILMAP de Applied Science Associates (RPS ASA⁴), lequel est un logiciel commercial largement utilisé pour déterminer le sort et l'effet du pétrole déversé dans l'environnement.

Les emplacements de déversement étaient fondés sur des renseignements obtenus auprès de DNV des secteurs les plus susceptibles de subir une perte de confinement (voir Section 7.2.4 : Résultats d'emplacement géospatial de l'Annexe Vol 1-7 : *Évaluation des risques liés au terminal maritime et à l'expédition maritime*. À partir de ces renseignements, un déversement au poste de pilotage et au terminal maritime a été jugé approprié pour les fins d'établir la distribution éventuelle du pétrole déversé et une estimation réaliste des coûts de remise en état à la suite d'un incident. Des conditions climatiques représentatives de l'été et de l'hiver ont été examinées afin de saisir les différentes directions des vents dominants saisonniers qui constituent un facteur déterminant de la dispersion du pétrole dans l'environnement marin de la Baie de Fundy. Les trajectoires déterminées par ALERT comprenaient l'application des ressources et des tactiques d'intervention en cas d'urgence à partir du logiciel

⁴ <http://asascience.com/>

OILMAP afin de déterminer les zones qui seraient le plus susceptibles de subir les répercussions d'un déversement à partir des emplacements représentatifs ci-dessus.

Pour une description détaillée du sort et des effets potentiels sur la santé et le système écologique résultant des accidents et des défaillances liés à la navigation maritime dans la Baie de Fundy, veuillez-vous reporter à l'évaluation des risques écologiques et sur la santé humaine (ERESH) (voir Volume 4G du Rapport supplémentaire n° 5). L'ERESH est fondée sur les intrants du modèle MARCS de DNV mais est appliquée à toute la Baie de Fundy.

4.5 MESURES D'ATTÉNUATION LIÉES À LA CONCEPTION, LA CONSTRUCTION ET L'EXPLOITATION

Comme il a été mentionné à la Section 1.5, l'évaluation des risques qui a été effectuée était fondée sur la conception des installations et de leurs activités d'exploitation prévues, lesquelles comprennent un certain nombre de moyens opérationnels et de conception visant à réduire les possibilités d'accidents ou de défaillances au terminal maritime, notamment ce qui suit :

- les mesures d'atténuation liées à la conception précisées au Volume 6, Section 6 de la Demande et au Volume 2, Section 3.3 de la Modification de la Demande, notamment :
 - le système d'arrêt d'urgence qui une fois déclenché permet d'arrêter rapidement les activités de chargement afin de minimiser les déversements éventuels;
 - le confinement de pétrole secondaire pour contenir les déversements éventuels;
 - le système de détection des fuites pour surveiller les activités et relever les déversements éventuels; et
 - les systèmes de surveillance du quai, de la ligne d'amarrage et du bras de chargement afin d'assurer que les pétroliers demeurent amarrés de manière convenable.
- les mesures d'atténuation des activités d'exploitation du terminal maritime mentionnées au Volume 7, Section 5 de la Demande, notamment ce qui suit :
 - la surveillance des conditions climatiques au terminal maritime et les protocoles établis pour les mauvaises conditions climatiques;
 - un programme de vérification de pétroliers afin de s'assurer que ceux-ci respectent les normes de sécurité et d'équipement nécessaires; et
 - les services de remorqueurs afin de permettre des manœuvres sécuritaires au poste d'amarrage, ainsi que l'aide près du terminal maritime lors du départ afin de prévenir les échouements;

Pour des discussions plus approfondies sur les activités d'exploitation qui se produiront au terminal maritime Canaport d'Énergie Est, veuillez-vous reporter à la Demande Volume 7, Section 5 : Activités maritimes.

Énergie Est s'engage à se procurer l'équipement nécessaire pour les interventions en cas d'urgence qui est exigé pour une installation de traitement du pétrole en vertu de la *Loi sur la marine marchande du Canada (2001)*, équipement qui doit être sur place en tout temps au terminal maritime. En outre, Énergie Est conclura une entente avec ALERT afin d'intervenir en cas d'incidents qui pourraient se produire au terminal maritime. Cette entente veillera à ce qu'il y ait suffisamment de ressources disponibles pour les interventions en cas d'urgence afin de faire face à un événement de la catégorie d'un scénario crédible le plus défavorable. Si des ressources supplémentaires s'avéraient nécessaires, ALERT aura déjà conclu des ententes avec d'autres organismes d'intervention en cas d'urgence pour rajouter des ressources supplémentaires au besoin afin de compléter celles qui sont disponibles à ALERT. Énergie Est exigera également de la part de tous les pétroliers qui font escale au terminal maritime de disposer de leurs propres ententes indépendantes avec un organisme d'intervention certifié pour les cas d'urgence, tel que ALERT, afin d'intervenir en cas d'incident relativement à un navire.

4.6 ESTIMATIONS POUR LES INTERVENTIONS EN CAS D'URGENCE, LA REMISE EN ÉTAT ET LES DOMMAGES À DES TIERS

Afin d'estimer les coûts éventuels qui seraient normalement associés aux scénarios crédibles les plus défavorables décrits ci-dessus, Énergie Est a retenu les services d'un certain nombre d'organismes spécialisés qui possèdent de l'expérience dans le genre d'interventions en cas d'urgence et de remise en état des lieux en regard des événements mentionnés ci-dessus.

Les services de Atlantic Emergency Response Team (ALERT) ont été retenus par Énergie Est pour réaliser une estimation des coûts d'une intervention en cas d'urgence qui couvrirait les coûts directs liés aux interventions dans le cas de chacun des scénarios crédibles les plus défavorables abordés ci-dessus. Les coûts liés à une intervention en cas d'urgence comprennent l'enlèvement du pétrole de l'environnement par des moyens mécaniques selon un ensemble de techniques décrites dans la Demande Volume 7, Section 6 : Préparation et intervention en cas d'urgence. ALERT a eu recours au modèle qu'elle a préparé à l'aide de OILMAP (voir Section 4.4 ci-dessus) pour estimer les ressources qui seraient nécessaires. L'estimation des coûts établie par ALERT est résumée au Tableau 4-4 et est détaillée à l'Annexe Vol 1-8 : *Coûts des interventions en cas de déversement d'hydrocarbures en milieu marin – Terminal Canaport d'Énergie Est*.

Énergie Est a retenu les services de Stantec pour estimer la portée des travaux et les coûts qui seraient liés à l'exécution des activités de remise en état qui pourrait être

nécessaires afin de remédier aux impacts sur l'environnement terrestre et maritime après l'achèvement des activités d'intervention en cas d'urgence, tel que la remise en état de la végétation et la surveillance à long terme. L'estimation des coûts établie par Stantec est résumée au Tableau 4-4 et est détaillée à l'Annexe Vol 1-9 : *Scénarios d'intervention en cas de déversement de pétrole en milieu marin - Estimation des coûts de réhabilitation environnementale*.

Tableau 4-4 : Estimation des coûts d'une intervention pour un scénario d'accident / de défaillance déterminé

Scénario	Inducteur de coût	Consultant	Estimation des coûts (M\$ CA)	Rapport détaillé
Déversement de 1 786 m ³ du chevalet maritime	Intervention en cas d'urgence	ALERT	105	Annexe Vol 1-8 : <i>Coûts des interventions en cas de déversement d'hydrocarbures en milieu marin – Terminal Canaport d'Énergie Est</i>
	Remise en état	Stantec	89	Annexe Vol 1-9 : <i>Scénarios d'intervention en cas de déversement de pétrole en milieu marin - Estimation des coûts de réhabilitation environnementale</i>
	Dommmages causés à des tiers ¹	s.o.	158	
	Total			352

Tableau 4-4 : Estimation des coûts d'une intervention pour un scénario d'accident / de défaillance déterminé (suite)

Scénario	Inducteur de coût	Consultant	Estimation des coûts (M\$ CA)	Rapport détaillé
Déversement de 10 595 m ³ d'un pétrolier chargé près du poste de pilotage	Intervention en cas d'urgence	ALERT	137	Annexe Vol 1-8 : Coûts des interventions en cas de déversement d'hydrocarbures en milieu marin – Terminal Canaport d'Énergie Est
	Remise en état	Stantec	41	l'Annexe Vol 1-9 : Scénarios d'intervention en cas de déversement de pétrole en milieu marin - Estimation des coûts de réhabilitation environnementale
	Dommages causés à des tiers ¹	s.o.	206	
	Total		384	
Note : (1) Comme il a été décrit à la section 1, Énergie Est a estimé que les coûts éventuels liés aux scénarios hypothétiques identifiés d'accidents et de défaillances correspondaient à 1,5 fois les coûts d'intervention en cas d'urgence estimés par ALERT.				

En se fondant sur les renseignements reproduits au Tableau 4-4, Énergie Est a déterminé que des coûts pouvant atteindre 352 M\$ CA pourraient être engagés dans le cas du scénario d'accident envisagé à la Section 4.3 pour l'exploitation du terminal maritime. La méthode d'Énergie Est pour s'assurer de disposer de suffisamment de ressources financières pour effectuer une intervention efficace et rapide peut être consultée à la Section 5.

De plus, Énergie Est a estimé que le propriétaire ou l'exploitant d'un pétrolier qui pourrait encourir des coûts pouvant atteindre 384 M\$ CA dans l'hypothèse du scénario de l'accident envisagé à la Section 4-3 pour des activités de navigation maritime liées au terminal maritime Canaport d'Énergie Est. Énergie Est avait précédemment fourni des renseignements sur le mécanisme de financement qui a été établi afin de faire face à des déversements à grande échelle d'hydrocarbures persistants en provenance de pétroliers naviguant dans les eaux territoriales canadiennes (Volume 7, Section 5.4.1.3 : Responsabilité en matière de pollution par les navires et indemnisation de la Demande). Énergie Est estime, sur la foi de ces renseignements, qu'il existe amplement suffisamment de ressources financières pour

couvrir l'incident crédible le plus défavorable impliquant un pétrolier au départ du terminal maritime Canaport d'Énergie Est.

Les renseignements ci-dessus brossent un tableau de l'importance des coûts qui pourraient être engagés à la suite de l'exploitation du terminal maritime Canaport d'Énergie Est. Comme il a été précédemment noté, chaque situation de déversement est unique et les facteurs tels que la météo, le produit, l'emplacement du déversement et les récepteurs à proximité mêlés à l'incident peuvent mener à des écarts considérables des coûts globaux liés à l'incident. Ainsi, Énergie Est estime que l'utilisation d'une estimation de coût en dollars par mètre cube de produit déversé peut mener à des indices inexacts des coûts prévus, compte tenu du site et de la nature spécifique du contexte d'un accident ou d'un événement de défektivité. Néanmoins, afin de respecter les exigences de l'ONÉ énoncées dans la lettre de juin 2014, les estimations de coûts ci-dessus au Tableau 4-4 ont été préparées. Énergie Est pourrait devoir engager des coûts estimatifs moyens par mètre cube de produit déversé d'environ 197 000 \$/m³ pour un incident de la taille de 1 786 m³ relativement à des événements découlant de l'exploitation du terminal maritime. Inversement, le propriétaire/exploitant d'un pétrolier pourrait devoir engager des coûts estimatifs moyens par mètre cube de produit déversé d'environ 36 200 \$/m³ pour un incident de la taille de 10 595 m³ relativement à des événements découlant des activités de navigation maritime.

5.0 GARANTIES FINANCIÈRES

Énergie Est aura des ressources financières, y compris une assurance responsabilité civile, suffisantes pour pourvoir financièrement à la gestion de tous les risques potentiels, y compris les responsabilités qui pourraient découler d'un accident ou d'une défaillance pendant la construction ou l'exploitation du Projet. La présente section décrit la façon dont le promoteur prévoit satisfaire à toute obligation financière future relative à des mesures d'assainissement ou de réhabilitation, à des dommages causés à des tiers ou à des responsabilités pouvant découler d'un accident ou d'une défaillance qui cause un déversement inattendu.

5.1 INSTRUMENTS FINANCIERS

Les garanties financières requises pour la construction et l'exploitation du Projet seront fournies par Énergie Est. Ces garanties financières comprendront une assurance responsabilité civile générale et d'autres instruments financiers prévus à l'article 48.13 – *Obligations financières* du *Projet de loi C-46* modifiant la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (la « Loi sur l'ONÉ »). Énergie Est sera également capable de percevoir des droits variables auprès de ses expéditeurs pour couvrir les coûts et frais de réhabilitation environnementale ou d'assainissement engagés à la suite d'un déversement.

Comme il est indiqué à la section 5.5 du volume 7 de la demande, Irving Oil Limited (« Irving Oil ») exploitera le terminal maritime Canaport d'Énergie Est pour le compte d'Énergie Est. Irving Oil fournira la garantie requise aux termes de la convention d'exploitation de l'installation. Toutes les autres obligations seront couvertes par le plan de garanties financières d'Énergie Est.

5.1.1 Assurance responsabilité civile générale spécialisée

Une assurance responsabilité civile spécialisée prévoyant une garantie contre les responsabilités pouvant découler des activités de construction et d'exploitation, y compris une garantie en cas de pollution subite et accidentelle, sera fournie à l'égard du Projet.

La police servirait à couvrir les responsabilités pouvant découler des activités de construction, y compris la conversion du gazoduc existant en oléoduc, la construction du nouveau pipeline, les installations connexes, les stations de pompage, les terminaux de réservoirs, le terminal maritime et l'exploitation continue des installations du Projet. La police servirait également à faire face à la responsabilité juridique à l'égard des réclamations de tiers et des coûts d'assainissement et de réhabilitation.

La garantie offerte par l'assurance spécialisée serait d'au moins 100 M\$ par sinistre avec une franchise de 2 M\$.

Exclusions de la garantie

L'assurance responsabilité civile générale comportera des exclusions standard pour une société qui construit et exploite un pipeline de liquides, notamment les suivantes :

- les responsabilités découlant d'un suintement graduel;
- les responsabilités découlant de l'amiante, des moisissures, des BPC et d'autres polluants;
- les amendes et les pénalités.

5.1.2 Assurance responsabilité civile complémentaire

Une police d'assurance responsabilité civile générale complémentaire fournirait une garantie supplémentaire qui s'ajouterait à l'assurance responsabilité civile spécialisée. Cette police offrirait une garantie semblable à celle de la police d'assurance responsabilité civile spécialisée. Les limites de garantie diminuées en raison d'une ou de plusieurs réclamations en particulier au cours d'une année d'assurance seraient rétablies pour le reste de l'année d'assurance, le cas échéant.

Une police d'assurance est une entente négociée commercialement et est influencée par la conjoncture du marché au moment de la souscription. Les conditions précises de la garantie telles que les exclusions seront négociées dans le cadre du processus de renouvellement de l'assurance.

5.1.3 Assurance de l'exploitant du terminal maritime Canaport d'Énergie Est

Aux termes de la convention d'exploitation du terminal maritime Canaport d'Énergie Est, l'exploitant, qui est une filiale en propriété exclusive d'Irving Oil, devra souscrire et détenir une assurance responsabilité civile des entreprises prévoyant notamment ce qui suit :

- des limites de garantie de 25 M\$ par sinistre sans limite globale annuelle couvrant les dommages corporels et matériels;
- une garantie contre les responsabilités découlant de la pollution;
- une assurance responsabilité de l'exploitant du terminal maritime comprenant une garantie contre la responsabilité juridique du gardien de quai, du débardeur et du poste sûr à quai d'au moins 100 M\$ par sinistre.

Le plan de garanties financières d'Énergie Est couvrirait également toute autre obligation découlant d'un accident ou d'une défaillance au terminal maritime.

5.1.4 Assurance contre les déversements causés par des navires

En cas d'accident ou de défaillance impliquant un navire au terminal maritime du Projet qui donne lieu à un déversement imprévu dans l'environnement marin, la

responsabilité financière relative aux mesures d'intervention, d'assainissement et de réhabilitation requises et à l'indemnisation des tiers pour les dommages raisonnables subis est assumée par les propriétaires des navires conformément à la *Loi sur la responsabilité en matière maritime* (la « LRMM »). Cette responsabilité est expliquée de façon détaillée à la section 5.4.1.3, *Responsabilité en matière de pollution par les navires et indemnisation* du volume 7 de la demande.

En résumé, conformément à la LRMM, il existe jusqu'à trois sources de financement disponible pouvant atteindre environ 1,3 G\$ pour financer les mesures d'intervention et d'assainissement ainsi que l'indemnisation des tiers pour les dommages subis en cas de déversement de pétrole provenant d'un navire dans l'environnement marin.

5.1.5 Produits tirés des droits variables

Les expéditeurs d'Énergie Est ont accepté, dans leur convention de services de transport, que tous les coûts et frais associés aux activités continues de remise en état ou de décontamination de l'environnement en cas de déversement soient inclus dans leurs droits variables, comme il est stipulé à l'alinéa D(3)(i) (*Estimation des droits variables*) de l'annexe B de la convention de services de transport. Cette disposition permettra (en plus de la garantie pouvant par ailleurs s'appliquer) d'inclure ces coûts et frais dans les coûts transférés aux expéditeurs d'Énergie Est, ce qui limitera l'exposition financière.

5.2 PLAN FINANCIER

Énergie Est est au courant que le *Projet de loi C-46* modifiant la Loi sur l'ONÉ renforce le « principe du pollueur-payeur », qui exige que les grandes sociétés pipelinaires autorisées en vertu de la Loi sur l'ONÉ à construire ou à exploiter un pipeline disposent des ressources financières nécessaires pour payer une limite de responsabilité minimale de un milliard de dollars. Selon les divers scénarios de déversement examinés, Énergie Est estime que les coûts associés au scénario le plus défavorable s'élèveraient à 620 M\$.

Énergie Est est déterminée à s'assurer qu'elle dispose de ressources financières suffisantes pour intervenir dans tous les scénarios de déversement imprévus. Énergie Est a une capacité financière suffisante pour mettre en place un plan de garanties financières totalisant un milliard de dollars, comme l'exigera le *Projet de loi C-46* modifiant la Loi sur l'ONÉ. Un plan de garanties financières pourrait comprendre une combinaison des instruments disponibles suivants :

- liquidités et réserves de trésorerie
- ligne de crédit
- assurance responsabilité civile
- garantie de la société mère
- accès au marché des billets de trésorerie

- accès aux marchés des titres de capitaux propres et des titres de créance
- La société mère d'Energy East, TransCanada, jouit d'une excellente solvabilité et d'une solide réputation en tant qu'entreprise, comme il est indiqué à la section 4.2 du volume 3 de la demande, ce qui lui procure un accès continu aux marchés financiers qui lui permet d'obtenir d'importantes liquidités au besoin.