

**Projet d'inversion de la canalisation 9B et d'accroissement de la capacité de la
canalisation 9 (le « Projet ») de Pipelines Enbridge Inc. (« Enbridge »)
Demande en vertu de l'article 58 et de la partie IV (la « Demande ») de la *Loi sur l'Office
national de l'énergie*
OH-002-2013**

**Office national de l'énergie (« ONÉ » ou « Office »)
Demande de renseignement n° 4 à Enbridge
Dossier OF-Fac-Oil-E101-2011-01 02
Demande de renseignement n° 4**

Information de nature économique et financière

4.1 Financement des interventions d'urgence

- Source :**
- i) Dépôt A3IGL7, Réponse d'Enbridge à la DR 3.7.a et 3.7.b de l'ONÉ (Adobe page 21 de 43);
 - ii) Dépôt A2R7R3, Pipelines Enbridge Inc. États financiers de 2012, le 29 mars 2012;
 - iii) Dépôt A3IGL7, Réponse d'Enbridge à la DR n° 3.7 a) à c) de l'ONÉ (Adobe page 21 et 22 de 43);
 - iv) Dépôt A3J3W2, Réponse d'Enbridge à la DR 2.1 du ministère de l'Énergie de l'Ontario (Adobe page 1 de 16).

Préambule : Dans la source i), Enbridge explique qu'elle est couverte par un programme d'assurance consolidé (assurance responsabilité civile complémentaire), géré par Enbridge Inc. pour ses activités et ses actifs, qui se renouvelle annuellement (le 1^{er} mai). Enbridge indique que la protection se limite à 685 millions de dollars US pour l'année en cours et fournit de plus de renseignements sur la couverture.

Toujours dans la source i), Enbridge explique qu'Enbridge Inc. dispose d'une méthode de répartition bien établie (qui repose sur les risques couverts par les assurances et des critères d'exposition, ainsi que sur la part proportionnelle de chaque opération du groupe consolidé) pour déterminer la répartition des coûts et de la couverture.

La source ii) correspond aux états financiers consolidés de 2012 de Pipelines Enbridge Inc. dans trois secteurs d'activité : oléoducs, placements à titre de promoteur et activités non sectorielles.

Dans la source iii), Enbridge déclare que les importantes ressources

d'Enbridge ainsi que celles dans lesquelles elle peut puiser seront accessibles pour répondre aux obligations et aux responsabilités qui pourraient survenir dans l'éventualité peu probable où un scénario de déversement d'un important volume d'hydrocarbures ou autre situation urgente à répercussions importantes (ou événement à conséquences) se produirait.

Dans la source iv), selon l'interprétation d'Enbridge, l'article 75 de la Loi sur l'Office national de l'énergie oblige Enbridge, dans l'éventualité peu probable d'un déversement, à être responsable des dommages découlant directement de ses activités, pouvant inclure l'indemnisation des frais engagés par les premiers intervenants municipaux et provinciaux.

Demande : a) Veuillez indiquer si les activités et les actifs qui sont couverts dans le cadre du programme d'assurance consolidé d'Enbridge Inc., dont il est question à la source i), sont les mêmes activités et actifs mentionnés à la source ii).

Si les activités et actifs dans la source i) sont différents de ceux mentionnés dans la source ii), veuillez énumérer les activités et actifs garantis par le programme d'assurance consolidé d'Enbridge Inc.

- b) Veuillez expliquer comment la méthode de répartition établie par Enbridge Inc., dont il est question à la source i), répartirait la protection pour les actifs de la canalisation 9 en se basant sur des suppositions dans la situation hypothétique suivante :
- i. l'ensemble des demandes d'indemnisations consolidées pour une seule année d'assurance est de 750 millions de dollars US, dont 650 millions de dollars US proviennent du réseau principal d'Enbridge au Canada;
 - iii. aucune exclusion standard ne s'applique;
 - ii. une demande d'indemnisation pour la canalisation 9 de 100 millions de dollars US est incluse dans l'ensemble des demandes d'indemnisations consolidées de 750 millions de dollars US.

Dans la réponse, veuillez estimer l'indemnité qui serait attribuée à la demande d'indemnisation de 100 millions de dollars US de la canalisation 9 avant l'application de la franchise.

- c) Veuillez expliquer si l'ensemble des activités et actifs d'Enbridge, conformément à la réponse à a) ci-dessus, disposeront d'un niveau d'accès aux ressources importantes d'Enbridge Inc. similaire à celui qu'indique la source iii) dans l'éventualité où l'ensemble de ces activités et des ces actifs nécessiteraient l'accès à des ressources supplémentaires?

- d) Veuillez expliquer comment Enbridge décrirait ce qui serait inclus dans les dommages directement attribuables aux activités d'Enbridge, comme l'indique la source iv), si le pire des scénarios se produisait, et inclure des exemples des dommages généralement inclus et exclus dans ce scénario.
- e) Si le montant des dommages dus à un pire scénario résultant du projet excède la somme assurée au titre de la police d'assurance d'Enbridge, veuillez préciser de quelle façon Enbridge serait en mesure de continuer à fournir des ressources financières pour les dommages dont elle est responsable.

Réponse :

- a) Les activités et les actifs mentionnés dans la source ii), étant des activités et des actifs de Pipelines Enbridge Inc. (« Enbridge » ou « PEI »), sont ceux couverts par le programme d'assurance consolidé de 685 millions de dollars cités dans la source i).
- b) En supposant que la couverture pour l'année d'assurance concernée devait être de 685 millions de dollars US et que les demandes d'indemnisation consolidées seraient de 750 millions de dollars US, chaque demande individuelle recevrait un règlement de l'ordre de 91,3 %. Ainsi, en supposant une demande de 100 millions de dollars US pour la canalisation 9, le règlement serait de 91,3 millions de dollars US.
- c) Tous les actifs et activités mentionnés dans la réponse à la DR 4.1.a de l'ONÉ disposent d'un niveau similaire d'accès aux ressources importantes de PEI, si besoin est.
- d) L'établissement des dommages dont Enbridge serait responsable dans n'importe quel scénario dépendrait des faits pertinents propres au scénario. Les dommages versés préalablement comprennent les dommages aux propriétaires pour la remise à l'état initial de la zone touchée par l'incident, les dommages pour nuisance ou inconvénients, les dommages pour pertes d'exploitation et les dommages aux agriculteurs pour les pertes de récoltes découlant d'un incident. Les dommages ne pouvant être directement attribuables aux activités d'Enbridge pourraient comprendre les demandes par les utilisateurs potentiels de terres, qui n'ont aucun droit sur les terres touchées par un incident, ni de liens avec celles-ci.
- e) Dans le cas peu probable où les coûts des dommages excéderaient la somme assurée, Enbridge aurait accès à diverses ressources financières substantielles. Celles-ci incluraient (une facilité d'accès à) des marges de crédit bancaire consenties totalisant actuellement 300 millions de dollars. En outre, Enbridge jouit d'une solide cote de crédit A et d'un accès privilégié aux marchés de la dette publique. Enfin, Enbridge est bien capitalisée avec une base de capitaux propres

considérable et un flux de trésorerie annuel positif.

4.2 *Frais afférents aux droits pour le service non souscrit*

- Source :**
- i) Dépôt A3IGL7, Réponse d'Enbridge à la DR n° 3.2 d de l'ONÉ (Adobe page 6 de 43);
 - ii) Dépôt A3IGL7, Réponse d'Enbridge à la DR n° 3.5 b de l'ONÉ (Adobe page 9 de 43);
 - iii) Dépôt A1Y9R7 Entente de tarification concurrentielle d'Enbridge, Partie VIII, Information touchant la canalisation 9 (Adobe p. 42 de 122).

Préambule : Dans la source i), Enbridge explique que la durée initiale de l'entente de service de transport (« EST ») est de 10 ans et que les expéditeurs engagés peuvent prolonger l'entente pour cinq années supplémentaires. En outre, Enbridge explique que la prime maximale de 22 % sur les droits pour le service souscrit s'appliquera pendant la durée de l'EST.

Dans la source ii), Enbridge affirme que « oui, conformément à l'article 31.12 de l'entente de tarification concurrentielle (ETC), Enbridge assume toutes les dépenses en immobilisations de la canalisation 9 pendant toute la durée de l'ETC ». De plus, Enbridge mentionne que l'ETC lui permet de négocier avec les expéditeurs pour les projets dont les dépenses en immobilisations prévues dépassent les 25 millions de dollars, entre autres projets.

Aussi, dans la source ii), Enbridge indique que les droits initiaux souscrits sont comptabilisés dans le total des coûts en capital pour le Projet.

Les articles 31.11, 31.12 et 31.13 de la source iii) énoncent la définition et le traitement comptable des dépenses en immobilisations de la canalisation 9.

- Demande :**
- a) Étant donné que la prime sur les droits pour le service non souscrit s'applique pour la durée de l'EST, tel qu'il est mentionné à la source i), veuillez préciser comment la prime sur les droits pour le service non souscrit sera calculée si un ou deux des trois expéditeurs engagés choisissent de prolonger l'EST cinq années supplémentaires.
 - b) Veuillez préciser si l'article 31.12 de l'ETC s'applique dans une situation où Enbridge négocie avec les expéditeurs pour des dépenses en immobilisations dépassant les 25 millions de dollars, comme il est décrit à l'article 31.13 de la source iii).
 - c) Veuillez préciser comment Enbridge informera les expéditeurs des dépenses en immobilisations de moins de 25 millions de dollars et précisez si des dépenses en immobilisations de moins de 25 millions

de dollars peuvent être négociées avec les expéditeurs.

- Réponse :**
- a) Si un expéditeur devait prolonger son EST pour cinq années supplémentaires, la prime sur les droits pour le service non souscrit serait calculée de la même manière qu'au cours de la période initiale. L'article 5.03 de l'ETC stipule que « les droits continueront d'être rajustés conformément à l'article 6 [de l'ETC] durant une telle période de prolongation ».
 - b) Enbridge est responsable de toutes les dépenses en immobilisations de la canalisation 9 pour toute la durée l'entente de tarification concurrentielle (« ETC »), tel qu'il est précisé à l'article 31.12 de l'ETC. Par contre, l'article 31.13 de l'ETC permet à Enbridge de négocier avec les expéditeurs de la canalisation 9 pour recouvrer les coûts pour les projets dont les dépenses en immobilisations dépassent les 25 millions de dollars. Dans un tel cas, l'article 31.12 ne s'appliquerait pas.
 - c) L'article 31.23 de l'ETC précise qu'Enbridge fournira aux expéditeurs de la canalisation 9 un sommaire des nouvelles immobilisations pour l'année précédente et des prévisions en immobilisations pour l'année en cours à la base tarifaire de la canalisation 9 au total, détaillera les éléments individuels dépassant les 5 millions de dollars et précisera le montant total du capital en vertu d'un projet d'extension soutenu par l'expéditeur conformément au modèle de production de rapport de la canalisation 9. Enbridge est responsable de toutes les dépenses en immobilisations de moins de 25 millions de dollars, mais peut, à tout moment, négocier avec les expéditeurs tout changement proposé aux droits

4.3 Hypothèses de l'étude des effets socio-économiques

- Source :**
- i) Dépôt A3IGL7, Réponse d'Enbridge à la DR 3.6.e de l'ONÉ (Adobe page 18 et 19 de 43);
 - ii) Dépôt A3IGL8, Annexe 1 d'Enbridge à la DR 3.6.c de l'ONÉ (Adobe page 1 à 3 de 3).

Préambule : Dans la source i), Enbridge déclare qu'une analyse de la période allant de 2015 à 2017 indique que l'inversion de la canalisation 9B augmenterait le prix net moyen du pétrole brut léger peu sulfureux classique et du pétrole brut synthétique léger peu sulfureux de l'Ouest canadien de 0,83 \$ et 1,24 \$/le baril, respectivement. La hausse du prix du pétrole brut lourd de l'Ouest canadien est estimée à 0,36 \$ le baril.

Également dans la source i), Enbridge explique que l'analyse suppose que la raffinerie Imperial Dartmouth, en Nouvelle-Écosse, est fermée, et ne constitue plus un marché potentiel pour les expéditeurs de la canalisation 9B, mais aucune démarche n'a été entreprise pour déterminer la mesure dans laquelle les raffineries qui restent au Québec et dans les provinces de l'Atlantique réagiront en vue d'augmenter leurs livraisons de pétrole brut à la suite d'une fermeture d'un concurrent local, augmentant ainsi les demandes d'expédition sur la canalisation 9B.

Dans la source ii), Enbridge fournit les détails du calcul de la valeur estimative des économies sur les coûts des intrants des raffineries attribuables au Projet.

- Demande :**
- a) Veuillez confirmer que les calculs de la valeur estimative des économies sur les coûts des intrants des raffineries dans la source ii) comprennent l'augmentation des rentrées nettes prévue pour la période de 2015 à 2017, comme le mentionne la source i). Si ce n'est pas confirmé, veuillez préciser en quoi l'augmentation des rentrées nettes prévues aura un effet sur les économies réalisées sur les coûts des intrants des raffineries pour la période allant de 2015 à 2017 et quelles en seront les retombées sur les économies réalisées sur les coûts des intrants des raffineries après 2017.
 - b) Bien qu'Enbridge déclare dans la source i) que la mesure dans laquelle l'augmentation de la demande éventuelle des raffineries du Québec et des provinces de l'Atlantique à la suite de la fermeture d'un concurrent n'a pas été déterminée, veuillez confirmer si la répartition de la capacité non-engagée d'Enbridge lui permettra de rencontrer ses obligations de transporteur commun dans le cas d'une demande accrue de capacité non engagée comme le suggère la source i).

- Réponse :**
- a) Les calculs de la valeur estimative des économies sur les coûts des intrants des raffineries de la source ii) ne comprennent pas

l'augmentation des revenus nets prévue pendant la période de 2015 à 2017 décrite à la source i). L'analyse présentée à la source ii) suppose implicitement que les effets sur les prix du pétrole brut nord-américain pour le Projet d'inversion de la canalisation 9B seraient relativement peu élevés et peuvent être ignorés. En supposant que l'augmentation du prix des rentrées nettes moyen devait correspondre aux valeurs indiquées dans le préambule [et que toutes les autres hypothèses correspondent au scénario de base de l'« Évaluation des incidences économiques du projet d'inversion de la canalisation 9B sur le Canada » (Annexe 1 de la DR 1.4a des Stratégies énergétiques) [« Rapport Demke »)], les économies sur les coûts des intrants des raffineries présentées dans le rapport Demke diminueraient d'environ 90 millions de dollars par année au cours de la période allant de 2015 à 2017. Les effets sur les prix devraient diminuer au cours des années suivantes. Par conséquent, la valeur estimée des coûts des intrants des raffineries après 2017 dans le rapport Demke serait réduite d'un montant moindre.

b) Confirmé.

4.4 *Rapports publics sur l'information financière*

- Source :**
- i) Dépôt A3D7K2, Demande visant l'inversion de la canalisation 9B et l'accroissement de la capacité de la canalisation 9 (Adobe page 5 sur 15)
 - ii) Guide de dépôt de l'ONÉ, Rubrique BB – Rapports de surveillance financière (Adobe page 211 à 213 de 264)
 - iii) Dépôt A2D0K1, Lettre émise à Pipelines Enbridge Inc., TO-004-2011, Adobe page 2 de 5.
 - iv) Dépôt A1Z9I1, Annexes d'ententes de la canalisation 9, paragraphe 30, Adobe page 18 et 19.

Préambule : Dans la source i), Enbridge déclare qu'elle peut divulguer publiquement le volume de pétrole brut offert au transporteur par catégorie de produit, c'est-à-dire, i. pétrole brut léger, ii. pétrole brut moyen et iii. pétrole brut lourd, de manière consolidée, pourvu que chaque catégorie se compose de volumes provenant d'au moins trois expéditeurs.

Dans la source ii), l'Office déclare que les sociétés du groupe 1 doivent déclarer certains renseignements de surveillance financière de base, y compris les renseignements sur le débit par type de service.

La source iii) se rapporte à la lettre et à l'ordonnance de l'Office approuvant les ententes de règlements de la canalisation 9 et octroyant une exemption aux exigences de la canalisation 9, entre autres, l'exigence de tenir un système comptable conforme au Règlement de normalisation de la comptabilité des oléoducs et l'obligation de se conformer aux exigences en matière de rapports et de dépôt prévu dans le Guide de dépôt de l'Office, Guide BB, intitulé Rapports de surveillance financière. Dans cette lettre, l'Office précise qu'il tient compte de la période relativement courte de l'entente de la canalisation 9.

La source iv) explique les dispositions qui mettront fin à l'entente de la canalisation 9, dont l'une d'elles serait que la canalisation 9, en tout ou en partie, soit en service pour assurer le transport en direction est.

- Demande :**
- a) Veuillez fournir les détails concernant les renseignements qui seraient divulgués publiquement dans l'éventualité où il y aurait moins de trois expéditeurs dans chaque catégorie de brut comme le décrit la source i). Veuillez fournir une justification si la divulgation publique n'est pas prévue.
 - b) Veuillez expliquer comment Enbridge répondra aux exigences de dépôt de l'Office décrites à la source ii) lorsque sera inversée la canalisation 9, en tout ou en partie, et, le cas échéant, préciser

l'exemption qu'Enbridge prévoit demander à l'Office.

Réponse : a) Enbridge considère le volume de débit de l'expéditeur comme un renseignement confidentiel. La clause 6(b) de l'entente pro forma des règles et règlements tarifaires pour la canalisation 9 indique qu'Enbridge « peut divulguer publiquement le volume de pétrole brut offert au transporteur [...] pourvu que chaque catégorie se compose de volumes provenant d'au moins trois expéditeurs ». Dans l'éventualité où il y aurait moins de trois expéditeurs dans chaque catégorie de brut, Enbridge divulguerait les volumes totaux agrégés des trois catégories de brut ou déposerait ces renseignements auprès de l'Office à titre confidentiel.

b) Enbridge demandera une exemption aux exigences de dépôt prévues dans le Guide BB du *Guide de dépôt*. Enbridge propose de déposer auprès de l'Office, sur une base annuelle, les états financiers consolidés annuels audités plutôt que les renseignements prévus dans le Guide BB. Enbridge soutient que l'exemption demandée est conforme aux pratiques passées puisque le dépôt des états financiers consolidés annuels audités combinés aux dispositions existantes en matière d'audit de l'ONÉ fournira à l'Office les renseignements nécessaires pour évaluer et surveiller les données financières.

De plus, Enbridge demandera une exemption aux exigences de conserver le système de comptabilité tel qu'il est prescrit dans le *Règlement de normalisation de la comptabilité des oléoducs* (« RNCO »). Enbridge propose de continuer à suivre son plan comptable existant pour la canalisation 9 et autres, conformément aux pratiques passées. Enbridge se conforme aux alinéas 5(1)(a) et 5(1)(b) du RNCO par rapport à la canalisation 9 ou autres. Enbridge ne tient pas son grand livre général conformément au système comptable prescrit, comme l'exigerait l'alinéa 5(1)(c) en l'absence d'une exemption. Enbridge tient plutôt son grand livre en fonction de propre plan comptable. Cependant, Enbridge établit les comptes du grand livre selon le système comptable prescrit. Enbridge serait donc en mesure de remanier son grand livre, en fonction du système comptable prescrit à la demande de l'Office, au besoin.

4.5 *Incidences économiques du Projet*

- Source :**
- i) Dépôt A3I6T6, Annexe 1 à la réponse d'Enbridge à la DR 1.4a de Stratégies Énergétiques, 25 juin 2013;
 - ii) Dépôt A3J8A7, Rapport d'IHS Global Canada, 6 août 2013, (Adobe page 40 de 52).

Préambule : Dans la source i), Enbridge fournit une évaluation des incidences économiques du Projet sur le Canada. La page Adobe 9 de la source i) énonce que « les incidences des économies liées à la charge d'alimentation des raffineries sont prédominantes et l'emportent sur les effets du pipeline (construction et exploitation) même si seulement les effets directs ont été inclus ». En 2025, les économies réalisées en substituant le mélange peu sulfureux à du Bonny Light jusqu'à Montréal seraient de 14,07 \$ le baril.

La page Adobe 20 de la source i) explique que le Projet fournit aux raffineries du Québec un accès à l'approvisionnement en pétrole brut de l'Ouest canadien et de la région de Bakken du Dakota du Nord. La page Adobe 29 indique que dans le scénario de base, 50 % du pétrole de substitution national sera du brut moyennement sulfureux et 50 %, du brut synthétique peu sulfureux. La page Adobe 37 présente une analyse de sensibilité du pétrole provenant de fournisseurs nationaux et utilisé dans les deux raffineries dont la répartition correspond à du moyennement sulfureux à 40 %, à du synthétique peu sulfureux à 40 % et à du pétrole de Bakken à 20 %. Cette analyse engendre une réduction des retombées directes et indirectes du scénario de base du PIB, qui passeraient de 24,9 milliards de dollars à 22,3 milliards de dollars.

Les pages Adobe 36 et 37 de la source i) indique que l'analyse de sensibilité augmente et diminue les projections d'Enbridge relative aux écarts de prix de 50 %. Avec un écart de prix plus élevé de 50 %, les retombées directes et indirectes du PIB du projet global sont de 36,7 milliards de dollars.

Avec un écart de prix moins élevé de 50 %, les retombées directes et indirectes du PIB du projet global sont de 13,2 milliards de dollars.

La page Adobe 36 de la source i) stipule que « les écarts de prix ont affiché une forte variabilité ». Le rapport a été finalisé le 30 août 2012.

La source ii) constitue le rapport d'IHS sur l'incidence du projet sur les raffineries du Québec préparé au nom de deux expéditeurs engagés sur la canalisation 9B. Le rapport comprend une analyse des caractéristiques économiques du raffinage en substituant le brut Bonny Light par du MSW. En 2025, les économies liées à la substitution de 100 % du Bonny Light par du MSW jusqu'à Montréal seraient de 6,44 \$ le baril. Le rapport

d'IHS a été finalisé en juillet 2013.

- Demande :**
- a) Veuillez expliquer pourquoi le scénario de référence de la source i) ne comprend pas le pétrole Bakken comme substitution au pétrole importé, étant donné le projet est censé offrir aux raffineries du Québec un accès aux réserves de pétrole brut de l'Ouest canadien et de la région de Bakken dans le Dakota du Nord.
 - b) Veuillez indiquer les probabilités de réalisation de chacune des analyses de sensibilité du prix du pétrole élevé et moins élevé et des facteurs qui pourraient influencer ces résultats, tels que la réalisation d'autres grands projets de pipelines.
 - c) Enbridge a-t-elle mis à jour son évaluation des avantages économiques au moyen de prévisions de prix plus récentes? Veuillez expliquer pourquoi elle l'a fait ou non, et préciser si l'adoption des prévisions de prix de la source ii) pourrait avoir une incidence sur l'évaluation des retombées économiques du projet que présente la source i).

- Réponse :**
- a) Tout exercice de modélisation repose sur des hypothèses. Dans le scénario de référence, on suppose que toute source de substitution jusqu'à Montréal provient de sources nationales et un scénario de sensibilité supposant 20 % de pétrole de Bakken dans un mélange brut de substitution a également été présenté. Dans le scénario de sensibilité, les économies liées à la charge d'alimentation sur plus de 30 ans n'ont diminué que de 11 % par rapport à la valeur estimée du scénario de référence (veuillez consulter l'annexe 1 de la DR 3.6.a de l'Équiterre).
 - b) Pour les écarts de prix du pétrole dans le scénario de référence et l'analyse de sensibilité élevée et moins élevée dans laquelle les écarts augmentent et diminuent de 50 % respectivement, il est reconnu que plus les prévisions voient loin, moins les projections sont fiables. Cependant, les changements aux écarts de prix reposent sur les tarifs de transport qui sont plus stables que les prix du pétrole et du gaz et ne changent pas aussi rapidement. Les écarts de prix du scénario de référence ont été interprétés comme le scénario le plus probable, et les sensibilités de +50 % ou -50 % ont été choisies arbitrairement. La probabilité que les écarts de prix tendent à un niveau inférieur semble être plus élevée que la probabilité que les écarts de prix tendent à un niveau supérieur.

Dans le contexte actuel d'une grande base de ressources, d'une production croissante d'hydrocarbures et de contraintes d'infrastructure importantes, les écarts de prix entre certains pétroles bruts de référence et les qualités de pétrole brut semblables de l'Ouest canadien ont été considérables. La mise en service de

capacités de pipelines supplémentaires telles que Keystone XL, Flanagan Sud, Northern Gateway Pipeline et l'inversion de la canalisation 9B (ainsi que la capacité ferroviaire) pourraient se traduire par une réduction des écarts de prix relativement marqués. Les rapports de prix sont aussi influencés par les volumes engagés sur les pipelines de grande capacité. Les coûts différentiels directs de l'expéditeur engagé pour expédier sur le pipeline avec lequel il est engagé sont près de zéro, et cette réalité joue sur le comportement de l'expéditeur. D'autres incidences qui entrent en jeu, pouvant contribuer à creuser les écarts, comprennent diverses hausses des coûts de transport futurs, selon le mode de transport (p. ex., par pétrolier, train ou pipeline), les retards dans la mise en service de la capacité pipelinière nécessaire et l'augmentation des volumes de pétrole brut de l'Ouest canadien accédant des marchés autres que les marchés historiques traditionnels.

- c) Enbridge n'a pas mis à jour son évaluation des avantages économiques en utilisant des prévisions de prix plus récentes. Les avantages réels découlant du projet seront déterminés par le marché – où les expéditeurs font des choix selon l'éventail d'options d'approvisionnement en pétrole brut à leur disposition et en fonction des signaux des prix courants. Le but de ce projet est de répondre aux demandes des raffineries de l'Est du Canada d'avoir accès à l'approvisionnement croissant et moins coûteux de la production de pétrole brut provenant de l'Ouest canadien et de la formation de Bakken, aux États-Unis. Les expéditeurs engagés sont, apparemment, suffisamment confiants des économies escomptées pour avoir conclu des contrats d'expédition obligatoire de 10 ans pour le service en direction est sur la canalisation 9B.

L'adoption des prévisions de prix de la source ii) aurait une incidence sur l'évaluation des retombées économiques décrites dans le rapport Demke. Une évaluation de ces incidences est fournie dans l'annexe 1 de la DR 4.5.c de l'ONÉ. La charge d'alimentation cumulative pour la période de 2014 à 2043 sous-entendue dans les prévisions des écarts de prix de la source ii) ont été calculées (en se basant sur le dollar canadien de 2012). Les économies liées à la charge d'alimentation ont également été calculées en utilisant les prévisions des écarts de prix à la source i) et en supposant que le Mixed Sweet (« MSW ») national est substitué au Bonny Light importé [comparable à l'hypothèse de la source ii)]. Deux scénarios ont été considérés : les livraisons à 50 % à Montréal et à 50 % à Québec et les livraisons à 35 % à Montréal et à 65 % à Québec.

4.6 *Contraintes de capacité*

- Source :**
- i) Dépôt A3J8C0, Preuve de Suncor Energy Marketing Inc., le 6 août 2013, Adobe page 8 de 8;
 - ii) Dépôt A3I6T9, Réponse d'Enbridge à la DR 1.25 de Marathon, le 25 juin 2013, Adobe page 2 de 3.

Préambule : Dans la source i), Suncor explique que l'entreprise est en train de construire un rail avec une capacité de déchargement limitée à Montréal qui devrait entrer en service plus tard cette année. Les installations ferroviaires seront utilisées pour atténuer tout déficit d'approvisionnements en brut attribuable aux contraintes sur le réseau principal d'Enbridge et peuvent limiter la livraison des volumes engagés de Suncor sur la canalisation 9 jusqu'à Sarnia, en particulier pendant les premières années de l'inversion de la canalisation 9.

Dans la source ii), Enbridge prévoit que les canalisations 5 et 6B ont la capacité de fournir du pétrole brut qui sera transporté par le projet.

- Demande :**
- a) Prière d'expliquer la probabilité que des déficits d'approvisionnement en brut découlant des contraintes sur le réseau principal d'Enbridge puissent limiter la livraison de volumes engagés et non engagés sur la canalisation 9 jusqu'à Sarnia, en particulier pendant les premières années de l'inversion de la canalisation 9.
 - b) S'il s'avérait nécessaire de le faire, prière d'expliquer la manière dont sera établi l'ordre de priorité des volumes sur le réseau principal d'Enbridge afin de faciliter la livraison des volumes engagés sur la canalisation 9.

- Réponse :**
- a) Compte tenu des plans d'accroissement de la capacité existants pour le réseau de pipeline d'Enbridge et des volumes prévus dans le réseau, aucune contrainte pouvant avoir une incidence sur les livraisons de la canalisation 9 n'est actuellement prévue.
 - b) Les contraintes de capacité dans la canalisation principale d'Enbridge en amont de la canalisation 9 pourraient avoir une incidence sur la livraison des volumes engagés de la canalisation 9. Dans de telles circonstances, volumes dans la canalisation principale d'Enbridge ne feraient l'objet d'aucun ordre de priorité en vue de faciliter la livraison des volumes engagés de la canalisation 9. La capacité disponible serait plutôt répartie entre les expéditeurs en conformité avec les dispositions pertinentes du tarif de la canalisation principale d'Enbridge en vigueur à ce moment.

Questions techniques

4.7 *Analyse de variation de pression et mesures d'atténuation*

- Source :**
- i) Dépôt A3I6Q1, Réponse d'Enbridge – Annexe à la DR 3.9 de l'ONÉ (Adobe page 6 de 6);
 - ii) Dépôt A3I6R4, Réponse d'Enbridge à la demande de renseignements n 1.1.k d'Équiterre (Adobe page 4 de 17);
 - iii) Norme CSA-Z662-11, Réseaux de canalisation de pétrole et de gaz, article 4.18.1.2.

Préambule : Dans le tableau 3.1 de la source i), Enbridge présente le résumé des résultats critiques concernant l'analyse de hausse de pression sur la canalisation 9 dans certaines conditions d'exploitation. Ces résultats comprennent cinq scénarios qui pourraient entraîner une pression dans la canalisation principale supérieure à 110 % de la pression maximale de service (PMS) du pipeline. Enbridge précise en outre certaines mesures d'atténuation visant à protéger la canalisation 9 de ces épisodes de surpression.

Dans la source ii), Enbridge mentionne que les fermetures de vannes commandées à distance de la canalisation principale n'occasionnent pas une pression transitoire la plus élevée dans le pipeline puisque les temps de fermeture prolongés et les logiques de commande associées à ces vannes sont comparables à ceux d'une vanne de réglage de la pression (VRP). Puisque la pression transitoire associée à la VRP a été analysée, une analyse transitoire des vannes de canalisation principales commandées à distance n'est pas nécessaire.

La source iii) mentionne que si une défaillance du système de contrôle de la pression, ou d'autres causes, sont susceptibles d'entraîner un dépassement de la pression maximale de service de la conduite, « on doit installer un dispositif de protection contre la surpression pour assurer que la pression d'exploitation maximale n'est pas dépassée de plus de 10 % ou de 35 kPa [...], selon la valeur la plus élevée ».

L'Office remarque que, bien que les fermetures de vannes de canalisation principale commandées à distance (ou des vannes manuelles) n'entraînent pas une pression transitoire plus élevée, Enbridge n'a fourni aucune valeur de pression transitoire maximale pouvant être atteinte dans l'éventualité de fermetures de vannes de ce type. De plus, Enbridge n'a pas évalué des scénarios de surpression potentielle comme des modes à défaillances multiples comportant une fermeture de VRP de poste avec une défaillance des communications du poste (COMM-OUT) et une fermeture de vanne de canalisation principale en aval (à la suite d'une

erreur de l'opérateur, d'une défaillance du système logique de commande du pipeline, d'un incident en aval du poste, etc.). Dans ces scénarios de défaillances multiples, les clapets antiretour de dérivation peuvent ne pas s'avérer efficaces pour les postes de North Westover, de Hilton et de Cardinal. Un clapet antiretour de dérivation d'un poste ne serait pas en mesure de fournir un niveau de protection équivalent à celui d'un réservoir de surpression (c.-à-d., comme dans le cas de Montréal).

Demande : Veuillez fournir les renseignements suivants :

- a) Dans un format similaire à la source i), un rapport sommaire de l'analyse des transitoires sur le réseau principal pour la totalité de la canalisation 9, qui tient compte de l'accroissement proposé de capacité et de la fermeture des vannes de canalisation principale (contrôlées à distance et manuelles). Comme dans la source i), le rapport doit établir les scénarios des pires éventualités de pression transitoire, y compris les modes à défaillances multiples mentionnés précédemment, puisqu'ils sont en lien avec la PMS proposée d'une canalisation 9 inversée.
- b) Pour chaque scénario de surpression établi, une analyse des mesures d'atténuation nécessaires afin de se conformer à l'article 4.18.1.2 de la norme CSA Z662-11.

Réponse : a) et b) Durant l'élaboration des normes de conception technique pour l'analyse hydraulique des transitoires aux installations d'Enbridge, une analyse complète de l'historique opérationnel et des études de conception relatives au projet a été entreprise. L'objectif était d'établir un ensemble de conditions d'exploitation anormales crédibles présentant une probabilité raisonnable de causer un épisode de surpression dans un système de tuyauterie principal ou de terminal. Des experts internes et tiers ont participé à l'analyse. Selon l'analyse en question, la fermeture des vannes de sectionnement de la canalisation principale n'a pas été incluse dans l'ensemble de scénarios standards qu'a évalués Enbridge dans ses analyses hydrauliques des transitoires. La fermeture des vannes de sectionnement de la canalisation principale n'est pas considérée par Enbridge comme une condition d'exploitation anormale posant un risque crédible de surpression dans le réseau de l'entreprise, tout particulièrement en tenant compte des aspects suivants :

- i. le fait que la logique de commande du système fermerait automatiquement le pipeline si une vanne de sectionnement de canalisation principale commençait à varier de son état d'ouverture complète;
- ii. chaque vanne de sectionnement et dispositif de commande de la canalisation principale est conçue pour s'assurer que la vanne se referme lentement (habituellement pendant

trois minutes), minimisant ainsi la possibilité qu'une hausse de la pression survienne;

- iii. Enbridge n'a aucune expérience d'exploitation qui indique que la fermeture des vannes de sectionnement de la canalisation principale constitue une source de préoccupation quant à la surpression du pipeline.

Pour toutes ces raisons, le rapport sommaire original portant sur l'analyse des transitoires sur la canalisation 9 ne comportait aucun scénario dans lequel une fermeture des vannes de sectionnement de la canalisation principale est effectuée. Pour mieux répondre à cette demande de renseignements, Enbridge doit réaliser une modélisation et une analyse supplémentaires. Ce travail supplémentaire a été amorcé, mais ne sera pas terminé à temps pour le dépôt des réponses aux DR. À la suite de la lettre d'Enbridge à l'ONÉ datée du 3 septembre 2013 et de la décision de l'ONÉ du 4 septembre 2013, Enbridge prévoit déposer les renseignements suivants auprès de l'Office avant le 30 septembre 2013 :

- a. Une étude hydraulique transitoire pour chaque tronçon entre les postes de pompage de la canalisation 9 qui tient compte d'un scénario de défaillances multiples, dans lequel : la vanne de commande de pression de refoulement au poste de pompage en aval se ferme pendant que le poste de pompage connaît une défaillance de communication (COMM-OUT), en conjonction avec la fermeture simultanée de la vanne de sectionnement de la canalisation principale la plus près en aval du côté refoulement du poste de pompage;
- b. Une mise à jour du rapport sommaire de l'analyse des transitoires du projet d'inversion de la canalisation 9B et d'accroissement de la capacité de la canalisation 9, qui inclut les scénarios énumérés en (a) ci-dessus, y compris la définition des pires scénarios et une discussion sur les mesures d'atténuation supplémentaires qui devraient être intégrées à la philosophie de conception ou d'exploitation du système.

4.8 *Système de détection des fuites*

- Source :**
- i) Dépôt A3I6L7, Réponse d'Enbridge à la DR 3.10 de l'ONÉ (Adobe page 27 de 43);
 - ii) Dépôt A3G4R8, Réponse d'Enbridge à la DR 1.25 a de l'ONÉ (Adobe page 42 et 43 de 46);
 - iii) Norme CSA-Z662-11, Réseaux de canalisation de pétrole et de gaz (CSA);
 - iv) Dépôt A3I6Q2, Réponse d'Enbridge – Annexe 1 à la DR 3.10 de l'ONÉ (Adobe page 1 de 1).

Préambule : Dans la source i) Enbridge indique qu'elle « dépasse les attentes concernant les classes d'emplacement énoncées au tableau E.1 de l'annexe E de la norme CSA Z662-11, les intervalles d'extraction des données, les intervalles maximaux de calcul et les fenêtres de calculs recommandées, en appliquant des fenêtres d'alarme de 5 minutes, 20 minutes et 2 heures, ainsi que des calculs de bilan massique de la canalisation sur des périodes de 2 et de 24 heures ». Enbridge a également déclaré que cela améliore la détection des fuites en permettant que l'annonce des alarmes se produise beaucoup plus tôt que les fenêtres d'une heure et quotidiennes notées dans le tableau E.1. Cela suggère qu'Enbridge a élaboré le programme de détection des fuites de la canalisation 9 en se fondant sur les déversements qui se produisent dans un emplacement de classe 1 uniquement.

Dans la source ii), Enbridge indique que l'objectif de désigner la classe d'emplacement est de déterminer le facteur de sécurité nécessaire pour établir la conception de pression pour un tuyau d'acier. Enbridge a également déclaré que pour le projet, il n'y a pas de mesures de protection supplémentaires nécessaires en raison de l'emplacement, conformément à la norme CSA.

L'Office constate que le débit de la canalisation en question est de plus de 2 000 m³/h et que le Tableau E.1. de l'annexe E de la source iii) définit que les flux supérieurs à 150 m³/h sont considérés comme des débits élevés. Le Tableau E.1. présente les exigences relatives aux intervalles de calcul maximums de matériel et les fenêtres de calcul recommandées pour les pipelines, y compris les pipelines de transport à faible pression de vapeur (FPV) en haut débit, dans chaque classe d'emplacement. Par exemple, en ce qui concerne l'intervalle de calcul maximal pour les pipelines à FPV à haut débit dans un emplacement de classe 2, 3 ou 4, deux calculs doivent être effectués tous les 5 minutes, un calcul toutes les 24 h, un calcul chaque semaine et un calcul chaque mois. Ces attentes (pratiques recommandées) sont destinées à gérer les conséquences des

déversements de pétrole en tenant compte des emplacements de classe réels des pipelines (c.-à-d. les endroits très peuplés par rapport aux régions éloignées), quel que soit le facteur de localisation de conception (ou facteur de sécurité) mentionné par Enbridge dans la source ii). L'Office remarque que les installations et les pipelines de la canalisation 9 ont été construits dans les années 1970. Depuis ce temps, des villes et d'autres zones sensibles se sont développées le long de l'emprise du pipeline.

Dans la source iv), Enbridge a soumis sa sensibilité estimée pour les fenêtres d'alarmes de son système de surveillance computationnelle des pipelines de la canalisation 9.

Demande : Veuillez fournir les renseignements suivants :

- a) Les détails sur la façon dont le système de détection des fuites d'Enbridge pour l'ensemble de la canalisation 9 atteindra ou dépassera les attentes relatives à la localisation de classe figurant dans le Tableau E.1 de l'annexe E de la norme CSA Z661-11.
- b) En tenant compte des mesures et des considérations opérationnelles énoncées dans la clause E.3.2 de l'annexe E de la norme CSA, prière de fournir les valeurs d'incertitude de réception et de livraison utilisées dans le calcul de bilan matière de la canalisation 9 pendant 5 minutes, une semaine et un mois. Prière d'expliquer la relation entre cette incertitude et la sensibilité estimée de la source iv).
- c) Une mise à jour des désignations de classes d'emplacement en vigueur pour toutes les installations et les tronçons de canalisations relatifs au Projet de Sarnia à Montréal.

Réponse : a) La mise en œuvre du système de détection de fuites du système de bilan matière par Enbridge utilise la même approche dans toutes les classes d'emplacement pour le cas de « haut » débit pour tous les fluides de services identifiés dans le tableau E.1. L'« intervalle de calcul maximal » pour tous les cas de système de bilan matière est d'une minute ou moins. Cela dépasse les intervalles énoncés au tableau E.1 pour la classe 1, de même que les intervalles plus courts, respectivement de 1 heure et de 5 minutes, des classes 2,3 et 4 énoncés au même tableau.

Les trois fenêtres de calcul du système de bilan matière sont de 5 minutes, de 20 minutes et de 2 heures. Celles-ci remplacent les « fenêtres de calcul recommandées » de 5 minutes, de 1 heure et de 24 heures figurant au tableau E.1. Les fenêtres du système de bilan matière dépassent les fenêtres recommandées dans la classe 1 (1 heure et 24 heures). Les fenêtres du système de bilan matière respectent la recommandation de fenêtre de 5 minutes du

Tableau E.1 pour les emplacements de classe 2, 3 et 4.

Avant l'inversion de la canalisation 9B, Enbridge s'engage à intégrer les fenêtres de calcul à long terme dans un système de bilan de surveillance de canalisation automatisé sur la canalisation 9 à partir de mesures des fluides de service pour les fenêtres de calcul d'un jour, une semaine et un mois. La fonctionnalité de ces systèmes de surveillance computationnelle des pipelines respectera les « fenêtres de calcul recommandées » au tableau E.1, y compris les fenêtres de 24 heures, une semaine et un mois désignées pour les emplacements de classe 1 et de classe 2, 3 et 4. L'« intervalle de calcul maximal » pour cette surveillance automatisée atteindra ou dépassera les intervalles indiqués dans le tableau E.1 pour toutes les classes d'emplacement.

Les mises en œuvre du système de surveillance computationnelle des pipelines d'Enbridge pour la détection des fuites dépassent les recommandations de l'Annexe E de la norme CSA-Z662, en utilisant un intervalle de calcul court (maximum une minute) et en utilisant des fenêtres de calcul de déséquilibre nettement plus courtes que celles indiquées au tableau E.1. La détection des fuites est ainsi accélérée du fait que les annonces des alarmes se produisent plus tôt que dans le cas des fenêtres de 1 heure et de 24 heures figurant au tableau E.1.

- b) L'incertitude de mesure pour la livraison et les réceptions dans les trois fenêtres du système de bilan matières est définie par la précision des mesures de débit. La cible de précision pour les mesures du débit dépasse de 2 % le débit réel. Cette incertitude de mesure serait le facteur limitant ayant une incidence sur la sensibilité pour l'ensemble des périodes de déséquilibre qui utilisent des mesures de débitmètres.
- c) Compte tenu des renseignements fournis en réponse à la DR 4.8.a de l'ONÉ, selon lesquels le système de détection de fuite de la canalisation 9 répondra aux exigences du Tableau E.1. de l'Annexe E de la norme CSA-Z662 ou les dépassera pour toutes les classes d'emplacement (c.-à-d., classe 1, 2, 3 et 4), Enbridge estime que la mise à jour des désignations des classes d'emplacement en cours pour le projet n'est pas nécessaire.

Questions environnementales

4.9 *Planification des interventions d'urgence en cas de déversement*

- Source :**
- i) Dépôt (A3J7G2), Ville de Hamilton – Lettre de commentaires (Adobe pages 2 et 5 de 6);
 - ii) Dépôt (A3J5X5), Ville d'Ajax – Lettre de commentaires (Adobe pages 4 de 4);
 - iii) Dépôt A3J5Z0, Ville de Kingston – Lettre de commentaires (Adobe pages 2 de 3);
 - iv) Dépôt (A3J7Z2), Ville de Toronto – Preuve écrite (Adobe pages 4 et 6 de 20);
 - v) Dépôt A3J6L7, Ville de Burlington – Lettre de commentaires (Adobe pages 2 de 3);
 - vi) Dépôt A3J3F1, Municipalité régionale de Durham – Lettre de commentaires (Section 4.2; Adobe pages 6 et 7 de 20);
 - vii) Dépôt A3J7Q8, Ville de Mississauga – Preuve écrite de la Ville de Mississauga (Adobe page 4 de 6);
 - viii) Dépôt A3J9A6, Municipalité de Sainte-Justine-de-Newton – Lettre de commentaires (Adobe pages 8 et 9 de 14);
 - ix) Dépôt A3J713, Preuve écrite – Municipalité de Très-Saint-Rédempteur (Adobe page 8 de 13);
 - x) Dépôt A3J6K9, Preuve écrite – Municipalité régionale de comté de Vaudreuil-Soulanges (Adobe page 10 de 22);
 - xi) *Règlement sur les pipelines terrestres.*

Préambule : Dans la source i), la Ville de Hamilton est d'avis qu'Enbridge n'est pas prête à fournir aux intervenants municipaux en cas d'urgence l'information nécessaire qui permettrait à ces premiers intervenants de bien planifier une intervention aussi coordonnée et efficace que possible et de bien s'y préparer, dans l'éventualité d'une situation d'urgence liée à un pipeline.

Dans la source ii) la Ville d'Ajax indique qu'Enbridge n'a pas établi un lien avec la Ville afin de fournir des renseignements comme les emplacements de gestion des eaux pluviales à des fins d'intervention

d'urgence. Elle précise en outre qu'Enbridge ne fournit pas les plans d'intervention en cas de déversement à l'avance aux municipalités. La Ville d'Ajax est d'avis que les plans propres à une municipalité, délimitant les rôles et les responsabilités pour le personnel municipal local et régional, le personnel d'intervention d'urgence, les organismes de conservation et le ministère de l'Environnement, sont essentiels afin que les municipalités comprennent avant qu'un déversement survienne les mesures à prendre pour protéger le public et l'environnement.

Dans la source iii) la Ville de Kingston a manifesté l'intérêt de voir la mise en place d'un rigoureux système de protection civile et d'intervention d'urgence qui coordonnerait les activités de formation, d'exercices de simulation et d'intervention entre tous les exploitants pipeliniers et les intervenants d'urgence locaux.

Dans la source iv) la Ville de Toronto constate que le manuel d'intervention d'urgence d'Enbridge fourni durant l'instance de la canalisation 9B est un document « général » qui ne traite pas d'une intervention d'urgence à Toronto en particulier. La Ville de Toronto suggère d'organiser une rencontre avec d'autres organismes de services d'urgences afin d'examiner et d'étudier le protocole d'intervention en cas de déversement d'Enbridge.

Dans la source v) la Ville de Burlington est d'avis qu'il est nécessaire de mettre en place un plan d'intervention coordonnée pouvant tirer parti des capacités des équipes d'intervention d'urgence locales.

Dans la source vi) la Municipalité régionale de Durham suggère des séances de formation pratique sur les interventions d'urgence et des simulations de situations de déversements avec les municipalités touchées, les intervenants de première ligne et les parties intéressées afin de se pencher sur les préoccupations locales et les mesures propres à chaque municipalité qui peuvent être nécessaires dans le plan d'intervention d'urgence.

Dans la source vii) la Ville de Mississauga indique qu'Enbridge n'a pas effectué d'exercice d'intervention d'urgence avec les premiers intervenants de la ville.

Dans la source viii) et la source ix) les municipalités de Sainte-Justine-de-Newton et de Très-Saint-Rédempteur demandent que leurs intervenants et services d'urgence concernés prennent part à la formation et apportent leur collaboration concernant le plan d'intervention d'urgence pour la canalisation 9.

Dans la source x) la Municipalité régionale de comté de Vaudreuil-Soulanges demande qu'Enbridge fournisse des renseignements à ses services d'urgence et tient à être consultée au sujet du plan d'intervention d'urgence et à y contribuer.

L'Office fait remarquer que les articles 33 à 35 du *Règlement de l'Office*

national de l'énergie sur les pipelines terrestres (RPT) se lisent comme suit :

33. La compagnie doit entrer et demeurer en communication avec les organismes qui peuvent devoir intervenir en cas d'urgence sur le pipeline; elle doit les consulter lorsqu'elle établit et met à jour le manuel des mesures d'urgence.

34. La compagnie doit prendre toutes les mesures raisonnables pour informer toutes les personnes qui peuvent être associées à une activité d'intervention en cas d'urgence sur le pipeline des pratiques et procédures en vigueur, et mettre à leur disposition des renseignements conformes à ceux précisés dans le manuel des mesures d'urgence.

35. La compagnie doit établir un programme d'éducation permanente à l'intention des services de police et d'incendie, des installations de santé, des autres agences et organismes compétents ainsi que des membres du grand public qui habitent près du pipeline pour les informer de l'emplacement du pipeline, des situations d'urgence possibles pouvant mettre en cause le pipeline et des mesures de sécurité à prendre en cas d'urgence.

- Demande :**
1. Prière de décrire comment Enbridge a satisfait aux exigences des articles 33 à 35 du RPT pour le Projet, ou, si une ou des exigences n'ont pas été satisfaites, veuillez fournir un plan d'action et un échéancier détaillés visant à y répondre.
 2. En répondant à la question ci-dessus, veuillez décrire les aspects suivants :
 - a) les parties intéressées, les agences et autres organismes participants;
 - b) les détails des renseignements fournis à chaque partie intéressée, agence ou autre organisme;
 - c) les dates auxquelles les renseignements ont été fournis à chaque partie intéressée, agence ou autre organisme, ou les dates des rencontres tenues avec ceux-ci;
 - d) les commentaires ou préoccupations qu'ont exprimés les parties intéressées, les agences et autres organismes participants, le cas échéant;
 - e) les mesures que propose Enbridge pour traiter chacun des commentaires ou préoccupations exprimés; ou, si Enbridge considère qu'il n'y a aucune mesure à prendre quant au commentaire ou à la préoccupation, la ou les raisons de ne pas en tenir compte.

Réponse : **Parties intéressées, agences et organismes participants**

Programme de sensibilisation publique

Enbridge rencontre tous les ans les parties prenantes et les organismes d'intervention d'urgence le long de la canalisation 9, conformément aux manuels d'exploitation et d'entretien d'Enbridge, Livre 1, rubrique 03-02-02 – Normes – Programme de sensibilisation du public. Le Livre 1 est déposé auprès de l'ONÉ, et un exemplaire caviardé du livre, y compris la rubrique 03-02-02 complète, a été déposée comme pièce B-25D dans le cadre de l'instance de la première étape du projet d'inversion de la canalisation 9 (0H-005-2011).

L'objectif du programme de sensibilisation du public (« PSP ») vise à continuellement sensibiliser le public à proximité de l'emprise du pipeline, ainsi que les services de police et d'incendie et autres organismes ou agences sur l'emplacement du pipeline, et les mesures de sécurité à mettre en œuvre dans l'éventualité peu probable d'un déversement.

Dans le cadre du PSP, Enbridge communique avec les propriétaires et les locataires sur l'emprise de la canalisation 9 et les voisins situés dans un rayon de 60 m de l'emprise tous les ans par la poste. Enbridge rencontre personnellement les propriétaires, les locataires et les voisins tous les trois ans. Veuillez consulter la réponse à la DR 1.51.b de l'Ontario et la réponse à la DR 2.23 de Toronto pour les détails sur les renseignements fournis aux propriétaires chaque année, dans le cadre du PSP.

De plus, Enbridge communique avec les organismes locaux (y compris les intervenants d'urgence), dans un rayon de 20 kilomètres de l'emprise, tous les ans au moyen de visites personnelles. Dans le contexte du PSP, Enbridge répond aux questions concernant les interventions d'urgence, y compris les rôles que jouerait Enbridge et les organismes d'intervention en cas d'une urgence sur le réseau d'Enbridge. Enbridge examine les renseignements recueillis au cours de ces rencontres chaque année dans le but de déterminer si des modifications doivent être apportées au plan d'intervention d'urgence (« PIU »).

Veuillez consulter l'annexe 1 de la DR 4.9 de l'ONÉ pour une liste des parties intéressées, agences et autres organismes qui ont participé aux discussions sur les interventions d'urgence dans le cadre du PSP d'Enbridge en 2012. Les informations pour le PSP de 2013 ne sont pas disponibles puisque ce programme est en cours.

Participation propre au projet

Comme il est mentionné dans la réponse à la DR 3.11 de l'ONÉ, ni l'emplacement ni le PIU de la canalisation 9 ne seront modifiés en raison du Projet. Par conséquent, Enbridge soutient que les renseignements qu'elle a transmis par le passé et continue à transmettre aux parties prenantes dans le cadre de son PSP satisfont aux exigences des articles 33 à 35 du *Règlement de l'Office national de l'énergie sur les pipelines*

terrestres (« RPT ») pour le Projet. Cependant, en plus des rencontres dans le cadre du PSP et afin de satisfaire davantage aux exigences des articles 33 à 35 du RPT pour le Projet, Enbridge a organisé des rencontres propres au projet avec diverses administrations municipales entre mai 2012 et juillet 2013. À chacune de ces rencontres, Enbridge a fourni des précisions sur la façon dont elle intervient dans une urgence et ses attentes à l'endroit des organismes d'intervention d'urgence.

Municipalités

Enbridge a consulté les municipalités suivantes entre mai 2012 et juillet 2013 au cours de rencontres propres au Projet :

En Ontario

- Ville de Belleville
- Ville de Brockville
- Ville de Burlington
- Ville de Cambridge
- Ville de Cornwall
- Ville de Hamilton
- Ville de Kingston
- Ville de Kitchener
- Ville de London
- Ville d'Oakville
- Ville d'Oshawa
- Ville de Pickering
- Ville de Quinte West
- Ville de Sarnia
- Ville de Scarborough
- Ville de Toronto
- Ville de Mississauga
- Ville de Waterloo
- Canton d'Alnwick-Haldimand
- Comté de Brant
- Canton de North Dumfries
- Comté de Leeds et Grenville
- Comté de Lambton
- Municipalité de Brighton
- Municipalité de Clarington
- Municipalité de Port Hope
- Municipalité de Tweed
- Région d'Halton
- Région de Durham
- Canton d'Augusta
- Canton de Cramahe
- Canton de Dawn Euphemia
- Canton d'Edwardsburg/Cardinal

- Canton de Elizabethtown-Kitley
- Canton de Front of Yonge
- Canton de Leeds and the Thousand Islands
- Comté de Lennox and Addington
- Canton Loyalist
- Ville de Quinte West
- Canton de North Glengarry
- Canton de South Glengarry
- Canton de Tyendinaga
- Ville de Pickering
- Ville de Whitby
- Ville d'Ajax
- Ville de Bowmanville
- Ville de Colbourne
- Ville de Brighton
- Ville de Coburg
- Ville de Ganonoque

Au Québec

- Ville de Montréal-Est
- Ville de Montréal
- Ville de Laval
- Ville de Terrebonne
- Ville de Pointe-Fortune
- Ville de Sainte-Anne-des-Plaines
- Ville de Mirabel
- Municipalité de Saint-Placide
- Municipalité de Saint-André-d'Argenteuil
- Ville de Rigaud
- Municipalité de Très-Saint-Rédempteur
- Ville de Sainte-Justine-de-Newton

Intervention en cas d'urgence

En plus des exigences du PSP, Enbridge fournit personnellement des renseignements en matière de sécurité du pipeline tous les ans aux organismes d'intervention d'urgence dans un corridor de 20 km le long de l'emprise de la canalisation 9. En 2012, Enbridge a remis des clés USB, aux organismes d'intervention d'urgence et aux municipalités, contenant différents renseignements, notamment :

- une brochure « Renseignements importants en matière de sécurité à l'intention des intervenants en cas d'urgence » présentant de l'information sur les mesures de sécurité du pipeline et les numéros d'urgence particuliers aux premiers intervenants;
- les fiches signalétiques (« FS ») des produits transportés sur le réseau pipelinier d'Enbridge;

- une vidéo « Pipeline et sécurité », expliquant le programme de construction et d'entretien du pipeline;
- un ensemble de cartes pour chaque comté indiquant les emplacements où le pipeline traverse afin d'aider les intervenants d'urgence à mieux déterminer le tracé du pipeline et à se familiariser avec l'emplacement des installations d'Enbridge. Ces cartes sont fournies en réponse aux demandes provenant des intervenants d'urgence en 2011.

Au cours des rencontres propres au Projet avec les municipalités entre mai 2012 et juillet 2013, Enbridge a discuté des questions d'intervention d'urgence suivantes :

- le personnel de garde jour et nuit, formé pour intervenir en cas d'urgence sur le pipeline;
- les matériaux de rechange disponibles (conduite, raccords, etc.);
- l'équipement d'intervention disponible (barrages flottants, écumeurs, feuilles absorbantes, etc.);
- les étapes du plan d'intervention d'urgence;
- les travaux d'Enbridge visant à assurer la sécurité du public et son personnel;
- la protection de l'environnement;
- la reprise des activités seulement si les deux objectifs mentionnés ci-dessus ont été satisfaits;
- le travail en collaboration avec les organismes d'intervention municipaux dans le but d'assurer la coordination des activités d'intervention.

Commentaires ou préoccupations exprimés

Dans le cadre du PSP, Enbridge note toutes les questions et préoccupations que soulèvent les parties intéressées, agences et autres organismes. Dans le cadre du PSP de 2012, les propriétaires n'ont soulevé aucune préoccupation quant aux interventions d'urgence ou à la sécurité.

Aux rencontres d'intervention d'urgence, les commentaires et les questions exprimés au cours du PSP de 2012 étaient cohérents et visaient les aspects suivants :

1. Combien de pétrole serait déversé dans le cas d'un incident sur le pipeline?
2. Combien de temps prendrait Enbridge pour arriver sur place dans le cas d'un incident sur le pipeline?
3. Enbridge exploite-t-elle le pipeline en utilisant un système de gestion des incidents?
4. Enbridge peut-elle fournir une carte représentant l'emplacement

du pipeline?

Enbridge a pu répondre aux trois premières questions soulevées par les intervenants en cas d'urgence dans le cadre de rencontres avec les agences d'intervention. En réponse aux demandes portant sur les cartes de l'emplacement du pipeline, Enbridge distribue des cartes aux intervenants depuis 2012. D'ici la fin du PSP de 2013, tous les premiers intervenants auront reçu une carte de l'emplacement du pipeline.

Les questions posées au cours des rencontres municipales propres au Projet étaient également cohérentes. Les questions posées, les réponses d'Enbridge ou les mesures qu'elle a prises sont énumérées ci-après.

- Combien de temps serait nécessaire pour une intervention dans leur communauté en particulier?

Réponse d'Enbridge : Enbridge a répondu à cette question chaque fois et dès qu'elle a été posée. Par conséquent, Enbridge est d'avis qu'aucune autre mesure n'est requise pour répondre à cette question.

- Quelles mesures a prises, ou prendra Enbridge pour former les intervenants municipaux en vue d'une intervention en cas de déversement de pétrole?

Réponse d'Enbridge : Le PSP renseigne les intervenants municipaux sur les mesures à prendre dans une intervention en cas d'incident. De plus, Enbridge se livre, en moyenne, à 15 exercices d'intervention d'urgence chaque année, y compris des activités de simulation ou sur le terrain. Enbridge invite les différentes agences d'intervention à participer à ces exercices, qui donnent à Enbridge l'occasion de nouer des liens et à chaque partie d'apprendre les unes des autres. Par exemple, Enbridge a effectué un exercice de simulation lié au franchissement de la rivière Don le 31 août 2013. Les services hydriques et de police de Toronto ont participé à l'exercice. Le service des incendies a refusé.

Au début de 2013, Enbridge a annoncé un nouveau programme de formation en ligne à l'intention des intervenants d'urgence (mypipelinetraining.com) et présente aux instructeurs en sécurité incendie et aux chefs de services d'incendie le long de l'emprise de la canalisation 9 ce programme modulaire gratuit de quatre heures, qui est très bien reçu à ce jour.

En réponse aux questions précises reçues de la Ville de Toronto et de la Ville de Hamilton, Enbridge examine actuellement le suivi qui a été fait en ce qui concerne les stratégies d'intervention localisées pour la région du Grand Toronto (« RGT ») et de la

Ville de Hamilton.

- Quelles mesures d'intervention particulières sont adoptées en vue de protéger les écosystèmes vulnérables tels que les terres humides, les bassins hydrographiques, les ruisseaux et les rivières?

Réponse d'Enbridge : Le PIU d'Enbridge est offert (en exemplaire caviardé) à tous les intervenants (veuillez consulter la réponse à la DR 1.44.b.v de l'Ontario). Enbridge prévoit rencontrer tous les organismes de conservation le long de l'emprise de la canalisation 9 avant la fin du projet de construction dans le but d'étudier le PIU en entier et de discuter des plans d'intervention d'urgence détaillés. Le 27 août 2013, Enbridge a rencontré le personnel de l'Office de la protection de la nature de Toronto (« TRCA ») afin d'étudier les plans d'intervention et les stratégies visant les franchissements de cours d'eau importants de la RGT.

Enbridge a créé un répertoire d'intervention en cas de déversement qui recense les zones vulnérables que traverse la canalisation 9. Enbridge a terminé la cartographie des points de contrôle de tous les cours d'eau que franchit le pipeline en Ontario et au Québec et a indiqué les emplacements stratégiques pour le déploiement d'équipements de confinement et de récupération afin d'apporter les mesures correctives de manière efficace dans le cas d'un déversement dans ces cours d'eau.

- Est-ce que le transport du bitume dilué soulève de nouvelles questions relativement aux interventions d'urgence?

Réponse d'Enbridge : Enbridge a répondu à cette question chaque fois et dès qu'elle a été posée. Par conséquent, Enbridge est d'avis qu'aucune autre mesure n'est requise pour répondre à cette question.

Certaines collectivités ont soulevé des préoccupations particulières dans des mémoires présentés dans cette instance. Enbridge répond comme suit, en plus des renseignements présentés ailleurs dans la présente réponse et à l'Annexe 1 de la DR 4.9 de l'ONÉ :

Ville de Hamilton :

Le 22 mai 2013, les représentants d'Enbridge ont rencontré le chef du Service d'incendie de la Ville de Hamilton, Rob Simonds, et ses cadres de direction, pour discuter des exigences du service en matière de renseignements et des mesures visant à fournir des renseignements supplémentaires. Enbridge compile actuellement les renseignements demandés et rencontrera de nouveau le Service d'incendie de Hamilton à la fin du mois de septembre 2013.

Ville d'Ajax :

Un représentant d'Enbridge a rencontré le chef du Service d'incendie d'Ajax, Mark Diotte, le 9 janvier 2013, pour discuter des procédures d'intervention d'urgence d'Enbridge. Une clé USB contenant des renseignements et des cartes concernant le pipeline, les procédures d'intervention d'urgence, des vidéos d'information et les coordonnées d'urgence a été remise au chef. Enbridge communiquera avec la municipalité dans le but de déterminer la personne avec qui discuter des préoccupations de gestion des eaux pluviales de la Ville.

Ville de Kingston :

Un représentant d'Enbridge a rencontré le chef du Service d'incendie de Kingston, Rhéaume Chapat, le 14 mars 2013, et discuté des procédures d'intervention d'urgence d'Enbridge. Une clé USB contenant des renseignements et des cartes concernant le pipeline, les procédures d'intervention d'urgence, des vidéos d'information et les coordonnées d'urgence a été remise au chef.

Enbridge travaille avec Greg Robinson, un cadre dirigeant de Kingston, sur un projet visant à fournir au centre de formation incendie de Kingston un assemblage de vanne de sectionnement de canalisation, servant à des fins d'aide à la formation aux premiers intervenants. Enbridge prévoit que l'assemblage de vanne de sectionnement sera livré à Kingston avant la fin de 2013.

Les 7, 8 et 9 août 2012, un consultant en formation professionnelle d'Enbridge a fourni au Service d'incendie de Kingston une formation sur le programme d'intervention d'urgence à Kingston. La formation comprenait les tactiques et les ressources d'intervention et définissait les rôles des intervenants municipaux participant à une intervention d'urgence.

Ville de Toronto :

Depuis juin 2013, Enbridge collabore avec le capitaine William Brown, instructeur principal du Service d'incendie de Toronto, afin de mettre en place le nouveau programme de formation en ligne d'Enbridge « mypipelinetraining.com » à l'intention du Service d'incendie de la Ville de Toronto. Le capitaine Brown a fait part de son intention de faire suivre cette formation aux 3 500 membres du Service d'incendie de Toronto.

Le 27 août 2013, des experts compétents d'Enbridge ont rencontré des membres du personnel du TRCA dans le but de discuter du plan d'intervention d'urgence de la RGT et d'examiner celui-ci. Les questions clés qui devront être traitées et planifiées plus en détail ont été déterminées. Tel qu'il est mentionné précédemment, des discussions ont eu lieu sur les plans d'intervention tactique visant les principaux

franchissements de cours d'eau et les occasions de partage de renseignements ont été mises en lumière.

Enbridge prévoit la mise en place d'une équipe de travaux d'entretien du pipeline à Mississauga, à compter du troisième trimestre de 2014. Cette équipe interviendrait dans l'éventualité peu probable d'un incident sur le pipeline dans la RGT. L'emplacement de cette équipe permettra d'améliorer le délai d'intervention en cas d'incident sur le pipeline dans la RGT. Cette mesure répond aux préoccupations soulevées par la Ville de Toronto, le TRCA et d'autres concernant le délai d'intervention dans la RGT.

Ville de Burlington :

Un représentant d'Enbridge doit rencontrer le chef du Service d'incendie de Burlington, Tony Bavota, le 13 septembre 2013. Cette rencontre fournira une occasion pour examiner la trousse d'information du PSP à l'intention de l'intervenant d'urgence et le nouveau programme de formation à l'intention des premiers intervenants. Enbridge saisira également cette occasion pour obtenir des précisions du chef du Service d'incendie sur la meilleure façon pour Enbridge de travailler avec le Service d'incendie de Burlington en vue de s'assurer que le service comprennent clairement le plan d'intervention régional d'Enbridge et de déterminer comment le service pourrait appuyer une intervention, au besoin.

Municipalité régionale de Durham :

Un consultant en formation d'Enbridge a donné des séances de formation à l'intention des premiers intervenants dans la région de Durham en 2012 aux dates suivantes :

Clarington	les 5, 12, 19, 22, 26, 27 novembre
Whitby	les 13, 20, 27 novembre
Ajax	les 29 et 30 novembre et les 6 et 7 décembre

Les services d'incendie d'Ajax, de Pickering, de Whitby et de Clarington ont été informés du nouveau programme de formation à l'intention des premiers intervenants et un représentant d'Enbridge a fait une présentation à l'association des officiers de formation en matière d'incendie de l'Ontario à la conférence du commissaire aux incendies de l'Ontario à Toronto, le 7 mai 2013. Les officiers de formation de la région de Durham étaient présents.

Ville de Mississauga :

Enbridge entend rencontrer le Service d'incendie de Mississauga pour planifier un exercice de simulation d'intervention en 2014.

Municipalités de Sainte-Justine-de-Newton et de Très-Saint-Rédempteur :

En novembre 2012, les représentants d'Enbridge ont rencontré les

représentants des services d'incendie de Très-Saint-Rédempteur et de Rigaud, au Québec, pour étudier les renseignements du PSP à l'intention des intervenants d'urgence. Sainte-Justine-de-Newton est desservi par le Service d'incendie de Rigaud.

Des exercices d'intervention d'urgence seront programmés au Québec en 2014.

Municipalité régionale de Comté (« MRC ») de Vaudreuil-Soulanges :

L'emprise de la canalisation 9B traverse trois municipalités de la MRC de Vaudreuil-Soulanges. Jusqu'ici, les efforts d'Enbridge ont porté sur le partage de renseignements avec les municipalités directement touchées. En réponse à la demande de la MRC, Enbridge organisera une rencontre avec le personnel de la MRC afin de communiquer les renseignements concernant les plans d'intervention d'urgence d'Enbridge pour la région de Québec.

4.10 Protection civile et programme d'intervention – évaluation des risques

- Source :**
- i) Dépôt A3J6W5, L'Office de protection de la nature de Toronto et de la région (TRCA) – preuve écrite 2 août 2013 (Adobe pages 5, 14 à 22 et 28 de 30);
 - ii) Dépôt A3J6Z0, TRCA – Pièce P – Lignes directrices techniques pour l'élaboration des plans de gestion environnementale pour les infrastructures souterraines révisées – juillet 2013 (Adobe pages 1 à 5 de 5);
 - iii) Dépôt A3J7Q1, Environnement Canada – Preuve écrite (Adobe Page 3 de 20);
 - iv) Dépôt A3J7G9, Bart Hawkins – Lettre de commentaires (Adobe Page 16 de 20);
 - v) Dépôt A3I3R2, Alliance des villes des Grands Lacs et du Saint-Laurent (AVGLSL) – commentaires et questions (Adobe Page 13 de 18);
 - vi) *Règlements de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres* (DORS/RPT-99-294).

Préambule : Dans la source i), le TRCA soutient qu'Enbridge doit adopter une démarche proactive en vue de contrer toute mise à nu ou défaillance du pipeline, une formation en matière d'intervention en cas de déversement et un plan de remise en état et de restauration pour chacun des neuf bassins hydrographiques du TRCA.

Dans la source ii), le TRCA fournit des lignes directrices qui ont été élaborées pour une démarche proactive de la gestion des défaillances ou des ruptures de pipeline dans la vallée et les couloirs de cours d'eau et les zones humides, afin d'assurer la protection, l'atténuation et la remise en état des écosystèmes terrestres, aquatiques et des parcs publics du TRCA.

Dans la source iii), Environnement Canada recommande que le plan d'intervention d'urgence en cas de déversement du promoteur comprenne les dernières données sur les oiseaux migrateurs, les espèces en péril, les aires protégées et les aires de concentration d'oiseaux aquatiques potentielles le long du pipeline existant et des cours d'eau en aval.

Dans la source iv), M. Hawkins indique que plusieurs conditions initiales doivent être prises en compte pour évaluer adéquatement le risque de déversement dans l'environnement.

Dans la source v), l'AVGLSL s'est interrogée sur la consultation avec le personnel local et régional de la protection de l'eau et les services ou les

organismes concernés responsables de l'approvisionnement en eau potable, afin d'identifier les menaces possibles et d'optimiser les plans d'intervention en conséquence.

La priorité de L'Office est la sûreté et la sécurité des personnes et la protection de l'environnement et des biens. L'Office souligne l'article 6.5(1)(c) à 6.5(1)(f) du RPT :

6.5 (1) La compagnie est tenue, dans le cadre de son système de gestion et des programmes visés à l'article 55 :

...

(c) d'établir et de mettre en œuvre un processus pour répertorier et analyser tous les dangers et dangers potentiels;

(d) d'établir et de maintenir un inventaire des dangers et dangers potentiels répertoriés;

(e) d'établir et de mettre en œuvre un processus pour évaluer et gérer les risques associés aux dangers répertoriés, notamment ceux liés aux conditions d'exploitation normales et anormales;

(f) d'établir et de mettre en œuvre un processus pour élaborer et mettre en œuvre des mécanismes de contrôle dans le but de prévenir, de gérer et d'atténuer les dangers répertoriés et les risques, et pour communiquer ces mécanismes à toute personne exposée aux risques;

L'Office observe en outre que l'article 32 du RPT prévoit qu'une entreprise « établit, met en œuvre et maintient un programme de gestion des situations d'urgence qui permet de prévoir, de prévenir, de gérer et d'atténuer les conditions pouvant avoir une incidence négative sur les biens, l'environnement ou la sécurité des travailleurs ou du public, en présence d'une situation d'urgence ».

L'Office note que, dans le but d'élaborer un programme approprié et efficace de gestion des urgences, les entreprises doivent comprendre clairement les dangers posés par leurs activités et leurs produits et identifier ce qui peut être exposé à ces dangers. L'Office est d'avis qu'une démarche proactive dans l'évaluation des dangers est essentielle à l'élaboration d'un programme efficace de gestion des urgences.

Demande : Veuillez fournir une analyse du processus ou des méthodes utilisés par Enbridge afin d'entreprendre une évaluation formelle des dangers de l'exploitation, dans le cadre de l'élaboration du programme de gestion des urgences. Veuillez inclure les détails entourant la modélisation des déversements (par exemple : densité, température, taux de rejet) et les facteurs environnementaux utilisés comme intrants de base.

Réponse : **Modèle d'évaluation des menaces et des risques associés au pipeline**

Le modèle d'évaluation des risques associés au pipeline dont il est question dans l'évaluation révisée des risques associés au pipeline dans le cadre du projet d'inversion de la canalisation 9B et d'accroissement de la capacité de la canalisation 9 (pièce B21-2) (« Évaluation des risques associés au pipeline révisée ») évalue globalement les diverses menaces applicables (corrosion, fissuration, bosses attribuables à des roches, dommages attribuables à des tiers, forces naturelles, mouvements de sol, équipements connexes et exploitation des systèmes) ainsi que les conséquences (incidence sur la population, l'environnement et l'entreprise ou les clients).

L'élaboration du modèle d'évaluation des risques associés au pipeline a été lancée par Enbridge en 2000-2001. Depuis ce temps, le modèle a été révisé annuellement pour s'assurer qu'il continue de répondre aux exigences commerciales et réglementaires en évolution. La révision annuelle comprend l'ajout de nouvelles menaces ou les améliorations à l'évaluation des menaces identifiées précédemment. La validation de la menace par Enbridge et le processus d'identification, basés sur l'Annexe A de la norme ASME B31.8S, permettent de s'assurer que toutes les menaces réelles et potentielles dans le réseau d'oléoducs sont identifiées et incluses dans le modèle d'évaluation des risques associés au pipeline.

Évaluation des conséquences

Zones sujettes à de graves conséquences

Tel qu'il est indiqué dans l'évaluation des risques associés au pipeline révisée, le terme Zones sujettes à de graves conséquences (« ZGC ») émane du code de réglementation fédérale (Transport Code of Federal Regulations 195.450) du U.S. Department of Transport. Les ZGC sont des zones sensibles à proximité d'un pipeline qui, en cas de rupture de la canalisation, ont une forte probabilité d'être touchées. Enbridge définit cinq types de ZGC :

1. zone densément peuplée
2. autre zone peuplée
3. ressources en eau potable
4. zone écosensible
5. cours d'eau navigable à des fins commerciales

Les données sur les ZGC utilisées dans l'évaluation des risques associés au pipeline révisée ont été recueillies auprès de divers organismes municipaux, provinciaux et fédéraux, puis compilées. En Ontario, les données sur les ZGC ont été recueillies auprès du ministère de l'Environnement et du ministère des Richesses naturelles. Au Québec, les données sur les ZGC ont été recueillies auprès du ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs; du

service de la gestion intégrée de l'eau; du ministère des Ressources naturelles et de la Faune; et du service des écosystèmes et de la biodiversité du Centre de données sur le patrimoine naturel du Québec. Les données ont également été recueillies auprès d'Environnement Canada, de Ressources naturelles Canada, d'Études d'Oiseaux Canada, des zones internationalement reconnues d'importance environnementale (« PNUE-WCMC ») et du réseau des réserves pour les oiseaux de rivage de l'hémisphère occidental (« RRORHO »).

Les ZGC de la population sont définies comme des zones résidentielles qui répondent à certains critères par rapport à la population totale ou à la densité des habitations. Une « zone très densément peuplée » est définie comme une zone ayant une densité de population de plus de 1 000 personnes par 2,6 kilomètres carrés dans une zone urbaine d'au moins 50 000 personnes. Une « autre zone peuplée » doit avoir une densité de plus de 20 habitations par 0,5 kilomètre carré. Les zones densément peuplées et les autres zones peuplées doivent également avoir une désignation municipale de village ou supérieure. La détermination des zones répondant aux critères de population susmentionnés a été réalisée selon les données des bases de données spatiales, l'imagerie aérienne la plus récente et, dans le cas de développements récents, la connaissance d'Enbridge de la zone.

Les données sur l'eau potable recueillies auprès des sources susmentionnées ont été comparées en fonction des critères suivants pour confirmer leur inclusion en tant que ZGC pour l'eau potable :

- La prise d'eau d'un réseau d'alimentation en eau communautaire (« RAEC ») ou d'un réseau d'alimentation en eau non communautaire non transitoire (« RAENCNT ») obtient son approvisionnement en eau principalement à partir d'une source d'eau de surface, ne dispose pas d'une source d'eau potable de rechange adéquate.
- La zone de protection des sources d'eau (« ZPSE ») pour un RAEC ou RAENCNT obtient son approvisionnement en eau d'une zone aquifère de classe I ou de classe II et ne dispose d'aucune source d'eau potable de rechange adéquate. Lorsque la ZPSE n'est pas définie, la zone de protection des têtes de puits (« ZPTP ») est utilisée jusqu'à ce que la ZPSE soit définie.
- La zone de recharge de l'aquifère dont l'unique source aquifère est de nature karstique.

Les données sur l'environnement recueillies auprès des sources susmentionnées ont été comparées en fonction des critères suivants pour confirmer leur inclusion en tant que ZGC pour l'environnement :

- Les espèces sont classées à l'échelle sous-nationale comme gravement en péril (S1) ou menacées en vertu de *Loi sur les*

espèces en péril (« LEP »), par le Comité sur la situation des espèces en péril au Canada (« COSEPAC ») ou en vertu de la législation provinciale sur les espèces en voie de disparition.

- Une zone où se trouvent des espèces en péril, menacées ou en voie de disparition, des espèces de mammifères marins appauvries ou une communauté écologique en péril où les espèces ou la présence communautaire est considérée comme la plus viable, d'une excellente qualité ou dans un excellent état, selon la cote de présence d'élément (« PE ») de A (excellente qualité) ou B (bonne qualité).
- Une zone où se trouvent des espèces en péril, menacées ou en voie de disparition, des espèces de mammifères marins appauvries ou une communauté écologique en péril où les espèces ou la communauté sont aquatiques, dépendantes de l'eau ou terrestre ayant distribution restreinte.
- Une zone importante d'oiseaux (« ZIO »), un site Ramsar de zones humides, un site de RRORHO, une zone du programme des réserves de biosphère de l'UNESCO, des zones d'intérêt naturel et scientifique (« ZINS »), un refuge d'oiseaux migrateurs ou un site de concentration d'oiseaux migrateurs.
- Une communauté écologique ou une zone d'assemblage multiespèces.

Les cours d'eau navigables à des fins commerciales comprennent les cours d'eau sur lesquels la navigation commerciale ou le transport est probable. Les grandes embarcations, comme les péniches, bateaux de pêche commerciaux, cargos et traversiers, sont considérées comme de la navigation commerciale.

Le TRCA et Environnement Canada ont indiqué posséder des données disponibles aux fins d'examen par Enbridge dans le cadre de son identification des ZGC. Enbridge serait heureuse de recevoir les données à prendre en considération au regard des critères susmentionnés, et le cas échéant, d'inclure les renseignements dans son évaluation continue des risques associés à la canalisation 9.

Incidence directe et indirecte sur les ZGC et modélisation des déversements

Tel qu'il est indiqué dans l'évaluation des risques associés au pipeline révisée, un pipeline qui traverse une ZGC est considéré comme ayant une incidence « directe » sur celle-ci parce que tout volume de produit déversé aurait une incidence sur la ZGC. Si une ZGC qui se trouve à une certaine distance d'un pipeline est susceptible d'être touchée par l'intermédiaire d'un mécanisme de transport (p. ex., pulvérisation, ruissellement, transport dans l'eau), le tronçon de pipeline en question est considéré comme ayant une incidence de « transport » sur la ZGC.

La modélisation des déversements dont se sert Enbridge pour l'identification des ZGC utilise le volume sortant calculé (veuillez consulter la réponse à la DR 2.1.e du Syndicat national des cultivateurs), pour déterminer la quantité de produit et son incidence éventuelle sur la ZGC. La modélisation des déversements suppose que le volume sortant calculé est le volume de déversement et ne tient pas compte du temps que le produit prendra pour atteindre une ZGC donnée. En conséquence, le modèle suppose que le volume de sortie aura une incidence instantanée sur la ZGC (veuillez consulter, par exemple, la DR 1.30.j de Toronto). Les produits pris en compte au cours de l'analyse des déversements comprennent le pétrole brut, le diluant, les produits raffinés et le bitume dilué. La topographie du pipeline existant est également prise en compte. Si la pente est faible, la distance que parcourra le produit déversé sera moindre que si la pente est prononcée. La modélisation des déversements terrestres ne tient pas compte du terrain que traverse le pipeline (herbe, bois, roche, population, etc.) pour déterminer la distance que parcourra le produit sur le terrain. Il suppose que la surface est sans relief et qu'aucun obstacle n'entrave l'écoulement du produit.

Dans le cas d'une incidence dans l'eau, des renseignements sur le débit spécifique au site sont recueillis, si possible, à partir des renseignements de Relevés hydrologiques du Canada d'Environnement Canada. Pour les franchissements de cours d'eau où les données sur le débit ne sont pas disponibles, le transport de liquides sur l'eau est calculé en fonction de l'advection et de la dispersion. Pour calculer la distance qu'un déversement parcourra sur un courant d'eau avant le confinement, un délai d'intervention prudent et un délai de confinement de cinq heures sont utilisés. Si l'analyse des déversements terrestres identifie une intersection avec un cours d'eau, la méthode susmentionnée pour les cours d'eau est utilisée. La modélisation des déversements transportés par l'eau en cours ne tient pas compte des interactions possibles du produit avec le plan d'eau. En conséquence, il suppose de manière prudente que la totalité du volume de sortie calculée aura une incidence sur la ZGC dans les cinq heures en aval du lieu de déversement.

Les tronçons de pipeline ayant un potentiel d'incidence direct sur une ZGC ou par un mécanisme de transport, ainsi que les ZGC elles-mêmes, sont publiés dans les cartes des ZGC, lesquelles sont conservées dans les bureaux de la région Est d'Enbridge. Les bureaux de la région Est d'Enbridge sont responsables des interventions d'urgence pour la canalisation 9.

Autres zones importantes

Tel qu'il est décrit à l'Annexe 1, les données sur le « Modèle d'évaluation des risques associés au pipeline » de l'évaluation des risques associés au pipeline révisée, les données relatives aux zones sensibles de population, à l'utilisation des terres adjacentes et aux zones d'importance écologique

sont recueillies et utilisées dans le cadre de l'évaluation des conséquences du modèle d'évaluation des risques associés au pipeline. Ce sont des zones qui ne remplissent pas les critères de classement comme ZGC, mais n'en sont pas moins importantes et sont par conséquent incluses dans l'évaluation des conséquences.

Cote de conséquences et risques de déversement

Le modèle d'évaluation des risques associés au pipeline d'Enbridge accorde plus d'importance à l'incidence sur la population comparativement à celle sur l'environnement qui, à son tour, l'emporte sur celle de l'entreprise. L'incidence sur la population et l'environnement sont implicites : le modèle suppose que dans l'éventualité peu probable d'un déversement, les ZGC peuplées et environnementales identifiées à proximité du déversement seront touchées. Le modèle ne tient pas compte des conditions pouvant atténuer l'incidence sur les ZGC identifiées (p. ex., conditions météorologiques ou obstacles de terrain tels que les pâturages, les arbres, les caractéristiques topographiques localisées comme les tertres). En tenant compte de l'incidence sur la population et l'environnement, le modèle ne tient pas compte des risques spécifiques découlant du déversement du pipeline (c.-à-d. que les incendies, les explosions, la toxicité, etc. ne sont pas directement pris en compte). Ces dangers sont plutôt implicites dans le cadre de l'évaluation des conséquences sur la population et l'environnement, comme il a déjà été mentionné.

Algorithme d'évaluation des risques associés à la canalisation principale

Le modèle d'évaluation des risques associés au pipeline d'Enbridge intègre les résultats des analyses de corrosion, de fissuration et de dommages mécaniques compris dans le plan de gestion de l'intégrité du pipeline ainsi que : a) d'autres menaces potentielles (y compris les dommages causés par des tiers, les mouvements de terrain, les forces naturelles, les erreurs d'exploitation et les équipements connexes) et b) les conséquences possibles de ces menaces liées au pipeline (y compris l'incidence sur la population, l'environnement et l'entreprise ou les clients).

L'intégration de ces données donne une comparaison relative du risque pour le pipeline (sur un tronçon de 305 m). Ces résultats sont revus annuellement afin de déterminer la nécessité de prendre des mesures d'atténuation en plus de celles qui sont déjà en place pour les menaces individuelles entraînant les risques identifiés.

Résultats de l'évaluation des risques générés

Le risque est défini comme le produit de la probabilité et de la

conséquence (risque = probabilité x conséquences) et est calculé pour chaque tronçon d'évaluation des risques de 305 m de pipeline. En conséquence, par exemple, si une zone est de graves conséquences et que le tronçon du pipeline qui la traverse a une faible probabilité de déversement, alors la valeur du risque calculé, ou la cote, sera modérée. Si la cote de conséquence est élevée et que la probabilité l'est également, la valeur du risque sera plus élevée. De même, si la probabilité et la cote de conséquence sont faibles, alors la cote de risque sera aussi faible.

Les résultats de l'évaluation des risques générés par le modèle d'évaluation des risques associés au pipeline aident dans la prise de décisions, par exemple, les décisions nécessaires pour l'élaboration du programme d'intervention d'urgence d'Enbridge, dans les domaines suivants :

- Définition des projets de gestion des risques. Les résultats de l'évaluation des risques permettent de comprendre les facteurs de risque, de sorte qu'une combinaison optimale d'activités de gestion des risques peut être définie, poursuivie et mise en œuvre.
- Hiérarchisation des projets ou optimisation des dépenses. Les résultats de l'évaluation des risques appuient la priorité ou l'optimisation des dépenses pour les régions dont le niveau de risque est très élevé.

Contrôle des risques pour les zones à risque élevé

Les tronçons de canalisation présentant un risque élevé sont désignés et évalués pour l'application de mesures de contrôle ou d'atténuation des risques en plus des mesures déjà en place. Des mesures supplémentaires de contrôle des risques pourront comprendre, par exemple, des améliorations au plan d'intervention d'urgence, y compris l'élaboration d'un plan d'intervention tactique et des améliorations à la cartographie des points de contrôle.

Programme de gestion des urgences

Le Programme de gestion des urgences utilise a) le volume sortant calculé à partir du modèle d'évaluation des risques associés au pipeline, b) les ZGC indiquées sur les cartes des ZGC et c) les cartes de sensibilité environnementale comme intrants dans l'élaboration de la cartographie des points de contrôle. Les ZGC sont identifiées et les conditions locales sont analysées afin de s'assurer que les efforts d'intervention d'Enbridge tiennent compte de toutes les conditions particulières possibles.

Dans le cadre du programme de gestion des urgences, Enbridge a élaboré la cartographie des points de contrôle des cours d'eau que franchit le pipeline en Ontario et au Québec. La cartographie de ces points de contrôle identifie les sites de confinement et de récupération des produits,

ainsi que les emplacements stratégiques pour le déploiement de l'équipement de confinement des déversements et de récupération, afin d'apporter des mesures correctives efficaces en cas de déversement dans un cours d'eau.

Les zones de franchissement des cours d'eau définies comme des zones à risque élevé par le modèle d'évaluation des risques associés au pipeline sont également prises en compte dans les mesures de contrôle ou d'atténuation des risques supplémentaires par l'élaboration de plans d'intervention tactique. Les plans d'intervention tactique sont des plans d'intervention d'urgence correspondant à des scénarios propres à certaines zones qui complètent la cartographie des points de contrôle. Le but d'un plan d'intervention tactique est de fournir aux intervenants un plan d'action en cas d'incident élaboré au préalable, améliorant ainsi la préparation. Les sites d'intervention sont identifiés au préalable et différenciés par leur stratégie d'intervention (confinement, protection, récupération, rassemblement, etc.) et les ressources nécessaires pour mettre en œuvre la stratégie. Les composantes typiques d'un plan d'intervention tactique sont : l'imagerie par satellite; les photos du site; les renseignements sur le site; les renseignements d'accès; les renseignements sur le cours d'eau; les caractéristiques du littoral; et les renseignements sur la stratégie d'intervention visant à faciliter l'élaboration du système de commandement des incidents (« SCI ») et du formulaire de la liste des affectations 204. Veuillez consulter la DR 2.23.g de Toronto pour les renseignements sur l'élaboration du plan d'intervention tactique pour la canalisation 9.

Dans l'éventualité peu probable d'un déversement sur la canalisation 9, les ZGC et la cartographie des zones de sensibilité environnementale, ainsi que d'autres sources, seraient utilisées pour faciliter l'identification des ressources à risque dans la région. Ces renseignements de référence, ainsi que la cartographie des points de contrôle et les plans d'intervention tactique, représentent une partie de la documentation sur la planification des interventions d'urgence de la région Est d'Enbridge et font partie intégrante du programme de gestion des urgences.

Enbridge révisé régulièrement ses plans d'interventions d'urgence pour s'assurer de disposer de données globales sur l'environnement et la population concernant l'emprise de son pipeline. Enbridge cherche toujours à améliorer ses entrées de données et aimerait avoir l'occasion de rencontrer l'Office de protection de la nature de Toronto et de la région (TRCA) et Environnement Canada afin de déterminer si des renseignements supplémentaires pourraient être intégrés dans sa cartographie de sensibilité environnementale et ses plans d'intervention tactique.