

**DIRECTION GÉNÉRALE DE L'ÉVALUATION
ENVIRONNEMENTALE ET STRATÉGIQUE**

**DIRECTION DE L'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE
DES PROJETS MINIERES ET NORDIQUES ET DE L'ÉVALUATION
ENVIRONNEMENTALE STRATÉGIQUE**

**Rapport d'analyse environnementale
pour le projet de prolongement Saint-Sébastien**

Dossier 3211-10-023

Le 30 avril 2018

*Développement durable,
Environnement et Lutte
contre les changements
climatiques*

Québec 

ÉQUIPE DE TRAVAIL

De la Direction de l'évaluation environnementale des projets miniers et nordiques et de l'évaluation environnementale stratégique :

Chargée de projet : Madame André-Anne Gagnon

Supervision administrative : Madame Mireille Paul, directrice

Révision de textes et éditique : Madame Irène Langevin, secrétaire

SOMMAIRE

Le projet de prolongement Saint-Sébastien par TransCanada PipeLines Limited vise à répondre à la demande de son client situé aux États-Unis, Vermont Gas Systems Inc. (propriété de Gaz Métro), d'accroître les volumes de livraison en gaz naturel d'environ 10 térajoules par jour (TJ/j) de plus, passant de 75 TJ/j à 85 TJ/j. Ultimement, le gazoduc aura une capacité physique totale de 92 TJ/j au point d'interconnexion de Philipsburg. Cette capacité permettra de respecter les engagements contractuels totaux de 85 TJ/j tout en prévoyant une petite capacité supplémentaire qui pourrait répondre à la croissance future de la demande au point d'interconnexion de Philipsburg.

Le projet consiste à prolonger la conduite existante, autorisée en 2007 (le projet de doublement Saint-Sébastien), à partir de la station de mesure et de livraison existante située au nord de la route 133, à Saint-Sébastien, jusqu'en bordure du chemin Molleur, dans la municipalité de Pike River. L'initiateur possède actuellement un gazoduc (ligne 800-1) entre ces deux points. Le projet consiste donc à doubler cette conduite, dans une nouvelle emprise adjacente située du côté ouest.

La sous-section 4 de la section II du chapitre IV du titre I de la Loi sur la qualité de l'environnement (chapitre Q-2) présente les modalités générales de la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement. Le projet de prolongement Saint-Sébastien est assujéti à cette procédure en vertu de l'article 9 de la partie II de l'annexe 1 du Règlement relatif à l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement de certains projets puisqu'il concerne la construction d'une conduite de transport de gaz naturel d'une longueur de 4,2 km dans une nouvelle emprise et ayant un diamètre extérieur de 32,4 cm, conçue pour une pression maximale d'opération de 7 295 kPa.

Les principaux enjeux du projet sont le risque d'accidents technologiques majeurs associé au gazoduc ainsi que les impacts sur le milieu agricole. D'autres considérations, telles que le climat sonore, les impacts liés aux espèces exotiques envahissantes, l'acceptabilité sociale et les milieux humides ont également été abordées dans le cadre de l'analyse environnementale.

La procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement a permis d'identifier les principaux enjeux et d'améliorer le projet. L'initiateur a déterminé une série de mesures afin d'assurer l'intégrité de la conduite et s'est engagé à mettre à jour son plan des mesures d'urgence pour répondre à toute éventualité d'incident. De plus, l'analyse du projet a révélé que les critères d'utilisation du territoire en fonction du niveau de risque individuel étaient respectés tout au long du tracé. Finalement, l'initiateur a pris des engagements supplémentaires par rapport au suivi du climat sonore et l'équipe d'analyse recommande que le suivi des activités agronomiques soit d'une durée minimale de sept ans, ce qui rend le projet acceptable.

Aucune consultation gouvernementale des communautés autochtones n'a été effectuée dans le cadre de ce projet. En effet, l'analyse préliminaire réalisée conformément au Guide intérimaire en matière de consultation des communautés autochtones révèle que le projet est sans impact potentiel sur les droits revendiqués par les communautés autochtones.

La conclusion du rapport est que le projet de construction d'un segment de 4,2 km de gazoduc est justifié afin de répondre à la demande du client de TransCanada situé aux États-Unis, Vermont Gas Systems Inc. (propriété de Gaz Métro), d'accroître les volumes de livraison en gaz naturel d'environ 10 TJ/j de plus. En outre, le projet est acceptable sur le plan environnemental à certaines conditions d'autorisation. En conséquence, nous recommandons l'autorisation du projet de prolongement Saint-Sébastien, sur le territoire des municipalités de Saint-Sébastien et de Pike River par TransCanada.

TABLE DES MATIÈRES

Équipe de travail.....	i
Sommaire.....	iii
Liste des tableaux.....	vii
Liste des figures.....	vii
Liste des annexes.....	vii
Introduction.....	1
1. Le projet.....	2
1.1 Raison d'être du projet.....	2
1.2 Description générale du projet et de ses composantes.....	3
2. Consultation des communautés autochtones.....	7
3. Analyse environnementale.....	7
3.1 Analyse de la raison d'être du projet.....	7
3.2 Solutions de rechange au projet.....	7
3.3 Analyse des variantes.....	8
3.4 Choix des enjeux.....	8
3.5 Analyse par rapport aux enjeux retenus.....	9
3.5.1 Risques technologiques.....	9
3.5.2 Milieu agricole.....	13
3.6 Autres considérations.....	16
3.6.1 Climat sonore.....	16
3.6.2 Espèces exotiques envahissantes.....	17
3.6.3 Acceptabilité sociale.....	18
3.6.4 Milieux humides.....	20
Conclusion.....	22
Références.....	23
Annexes.....	25

LISTE DES TABLEAUX

TABLEAU 1 : PRINCIPALES CARACTÉRISTIQUES DE LA CONDUITE PROJETÉE	3
TABLEAU 2 : VARIANTES DU TRACÉ DU GAZODUC.....	8

LISTE DES FIGURES

FIGURE 1 : SITUATION GÉOGRAPHIQUE DU PROJET	4
FIGURE 2 : EMBLEMMENT DU GAZODUC ET DES INFRASTRUCTURES HORS SOL.....	5
FIGURE 3 : USAGES DU SOL PERMIS EN FONCTION DU NIVEAU DE RISQUE	11

LISTE DES ANNEXES

ANNEXE 1 LISTE DES UNITÉS ADMINISTRATIVES DU MINISTÈRE, DES MINISTÈRES ET DE L'ORGANISME GOUVERNEMENTAL CONSULTÉS	27
ANNEXE 2 CHRONOLOGIE DES ÉTAPES IMPORTANTES DU PROJET	29

INTRODUCTION

Le présent rapport constitue l'analyse environnementale du projet de prolongement Saint-Sébastien, sur le territoire des municipalités de Saint-Sébastien et de Pike River par TransCanada PipeLines Limited (ci-après « TransCanada »).

Il importe de préciser que depuis le 23 mars 2018, la Loi sur la qualité de l'environnement a été modifiée. Le Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement a également été révisé et est devenu le Règlement relatif à l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement de certains projets (RÉEIE). Ainsi, la section IV.1 de la Loi sur la qualité de l'environnement (chapitre Q-2), telle qu'elle se lisait avant le 23 mars 2018, présentait les modalités générales de la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement. Le projet de prolongement Saint-Sébastien était assujéti à cette procédure en vertu du paragraphe *j.* de l'article 2 du Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement (chapitre Q-2, r. 23), puisqu'il concerne la construction d'une conduite de transport de gaz naturel d'une longueur de 4,2 km dans une nouvelle emprise et ayant un diamètre extérieur de 32,4 cm, conçue pour une pression maximale d'opération de 7 295 kPa.

Suite aux modifications réglementaires, le projet est toujours assujéti à la procédure d'évaluation et d'examen des impacts. La sous-section 4 de la section II du chapitre IV du titre I de la nouvelle Loi sur la qualité de l'environnement (chapitre Q-2) présente maintenant les modalités générales de la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement. Le projet de prolongement Saint-Sébastien est toujours assujéti à cette procédure en vertu de l'article 9 de la partie II de l'annexe 1 du RÉEIE puisque les critères d'assujétissement sont toujours rencontrés. Puisque l'étude d'impact du présent projet a été déposée le 2 novembre 2016, son analyse environnementale s'est effectuée selon les modalités de la procédure telle que définie avant le 23 mars 2018.

La réalisation de ce projet nécessite la délivrance d'une autorisation du gouvernement. Un dossier relatif à ce projet (comprenant notamment l'avis de projet, la directive du ministre, l'étude d'impact préparée par l'initiateur de projet et les avis techniques obtenus des divers experts consultés) a été soumis à une période d'information et de consultation publiques de 45 jours qui a eu lieu à Saint-Sébastien du 4 avril au 19 mai 2017.

À la suite de deux demandes d'audiences publiques sur le projet, le ministre du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques a donné au Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE), le 15 juin 2017, le mandat de tenir une enquête et, si les circonstances s'y prêtent, une médiation. Des rencontres préparatoires en vue d'une médiation ont eu lieu à Saint-Jean-sur-Richelieu entre le 4 juillet et le 18 juillet 2017. Dans son rapport, publié le 8 août 2017, la commissaire a constaté que les circonstances ne se prêtaient pas à une médiation et qu'il convenait d'y mettre un terme.

À la suite de l'échec de la médiation, le ministre du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques a donné au BAPE, le 30 août 2017, le mandat de

tenir une audience publique, qui a eu lieu à Saint-Jean-sur-Richelieu, du 10 octobre 2017 au 11 janvier 2018.

Sur la base de l'information recueillie, l'analyse effectuée par les spécialistes du ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MDDELCC) et du gouvernement (voir l'annexe 1 pour la liste des unités du MDDELCC, ministères et organismes consultés) permet d'établir, à la lumière de la raison d'être du projet, l'acceptabilité environnementale du projet, la pertinence de le réaliser ou non et, le cas échéant, d'en déterminer les conditions d'autorisation. L'information sur laquelle se base l'analyse comporte celle fournie par l'initiateur et celle recueillie lors des consultations publiques.

Les principales étapes précédant la production du présent rapport sont consignées à l'annexe 2.

Le rapport d'analyse environnementale présente :

- le projet, sa localisation et sa raison d'être;
- l'analyse environnementale des enjeux associés au projet, soit: les risques d'accidents technologiques majeurs et les mesures d'urgence, les impacts sur le milieu agricole ainsi que d'autres considérations environnementales;
- la conclusion sur l'acceptabilité environnementale et la recommandation du MDDELCC quant à l'autorisation du projet.

1. LE PROJET

Cette section comprend la raison d'être du projet, sa localisation ainsi que la description générale du projet et de ses composantes. Elle reprend l'essentiel des renseignements fournis par l'initiateur du projet dans l'étude d'impact et dans différents documents déposés dans le cadre de la procédure.

1.1 Raison d'être du projet

Selon l'initiateur, le projet vise à répondre à la demande de son client situé aux États-Unis, Vermont Gas Systems Inc. (propriété de Gaz Métro), d'accroître les volumes de livraison en gaz naturel d'environ 10 TJ/j plus, passant de 75 TJ/j à 85 TJ/j. Ultimement, le gazoduc aura une capacité physique totale de 92 TJ/j au point d'interconnexion de Philipsburg. Cette capacité permettra de respecter les engagements contractuels totaux de 85 TJ/j tout en prévoyant une petite capacité supplémentaire qui pourrait répondre à la croissance future de la demande au point d'interconnexion de Philipsburg.

Les modifications envisagées au réseau actuel pour répondre à la demande consistent à prolonger le doublement d'une conduite existante de transport de gaz naturel ainsi que la mise en place d'infrastructures hors-sol connexes (gares de raclage et assemblage de vannes pour l'interconnexion au réseau existant). En effet, le doublement de la conduite existante sur une distance de 4 km permet de réduire la perte de pression (causée par la friction interne) entre la station de compression de Candiac et le point de livraison final, à Philipsburg. C'est cette réduction

de perte de pression qui permet le transport d'une quantité contractuelle additionnelle de gaz naturel vers sa destination.

L'initiateur a également précisé qu'aucun prolongement additionnel du pipeline, qui s'étendrait jusqu'à la frontière canado-américaine, ne serait requis à ce stade-ci puisque la capacité accrue obtenue serait suffisante pour satisfaire ses obligations contractuelles.

1.2 Description générale du projet et de ses composantes

Le réseau original de gazoduc dans ce secteur a été mis en place par TransCanada et son exploitation a débuté en 1966. Au fil des ans, certaines sections des conduites sont devenues plus ou moins sécuritaires, bien qu'au moment de leur construction les normes édictées avaient été respectées. Des travaux étaient donc requis pour corriger les situations les plus urgentes et pour permettre le drainage souterrain des terres de part et d'autre des conduites existantes. Des travaux tels que le remplacement ou l'abaissement des conduites existantes vis-à-vis certains cours d'eau et fossés et l'installation des dalles de protection ont été réalisés en 1995.

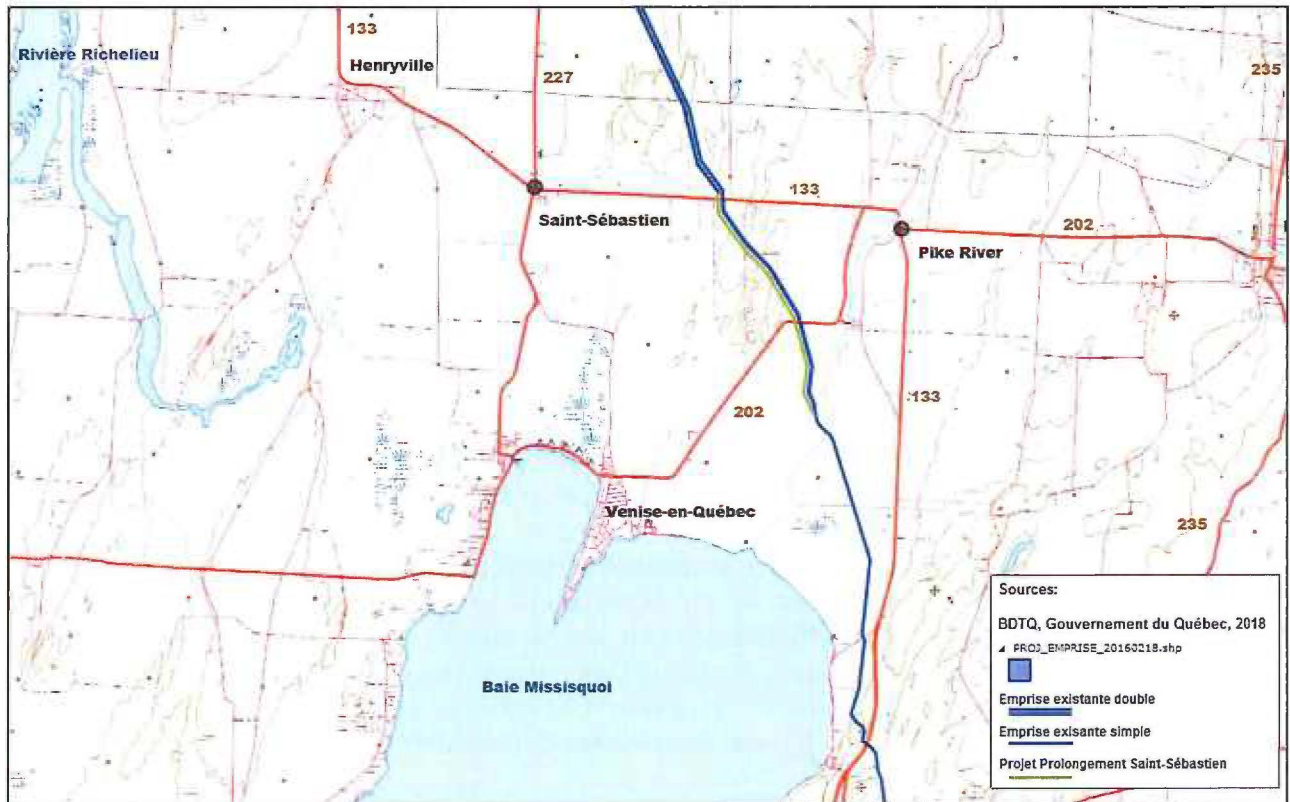
TransCanada a ensuite dû augmenter la capacité de son réseau de transport de gaz naturel par le doublement d'un gazoduc existant dans la municipalité de Saint-Sébastien, il s'agit du projet de doublement Saint-Sébastien. L'initiateur visait ainsi à répondre à la demande croissante de ses clients, dont plus particulièrement Vermont Gas System Inc. Ce projet a été autorisé par le gouvernement du Québec en 2007. Le tableau 1 résume les principales caractéristiques de la nouvelle conduite et la figure 1 illustre l'emplacement général de la conduite.

TABLEAU 1 : PRINCIPALES CARACTÉRISTIQUES DE LA CONDUITE PROJETÉE

Diamètre externe	324 mm (NPS 12)
Longueur de la conduite	4 281 m
Pression maximale d'opération	7 295 kPa
Pression moyenne d'opération	6 300 kPa
Produit transporté	Gaz naturel
Emprise temporaire	37 m
Emprise permanente	15 m
Recouvrement de la conduite - zone cultivée	1,2 m
Recouvrement de la conduite - cours d'eau	1,5 m
Recouvrement de la conduite - route	1,5 m
Recouvrement de la conduite - zone de roche consolidée	0,9 m
Recouvrement de la conduite - fossé	0,9 m

Selon les informations contenues dans l'Étude d'impact sur l'environnement, par Groupe Conseil UDA Inc., octobre 2016.

FIGURE 1 : SITUATION GÉOGRAPHIQUE DU PROJET



Adapté de BDTQ – Gouvernement du Québec, 2018

Le projet actuellement à l'étude consiste à prolonger la conduite existante, autorisée en 2007 (le projet de doublement Saint-Sébastien), à partir de la station de mesurage et de livraison existante située au nord de la route 133, à Saint-Sébastien, jusqu'en bordure du chemin Molleur, dans la municipalité de Pike River. L'initiateur possède actuellement un gazoduc (ligne 800-1) entre ces deux points. Le projet consiste donc à doubler cette conduite, dans une nouvelle emprise adjacente située du côté ouest.

Il importe de préciser, en ce qui a trait à la profondeur d'enfouissement de la conduite en zone cultivée, que celle-ci est mesurée du dessus de la conduite jusqu'au-dessus de la couche de sol inerte. Elle n'inclut donc pas la couche de sol arable, laquelle sera retirée avant les travaux de construction et remise en place par la suite. De plus, afin de s'assurer que les profondeurs minimales et les spécifications de construction de l'initiateur soient respectées, les entrepreneurs ajoutent leurs propres marges au moment de la construction, généralement de l'ordre de 10 cm.

En plus du gazoduc, des infrastructures hors sol seront également construites. Une gare de raclage de départ sera érigée au niveau de la vanne existante VCP 805 localisée en bordure de la route 227 à environ 6,5 km en amont du point de départ du projet. De plus, une gare de raclage de réception et un assemblage de vannes seront mis en place au point d'arrivée du projet, près du chemin Molleur. Ces installations hors sol seront ceinturées d'une clôture par mesure de protection. La figure 2 illustre l'emplacement du gazoduc et des infrastructures hors sol.

FIGURE 2 : EMPLACEMENT DU GAZODUC ET DES INFRASTRUCTURES HORS SOL

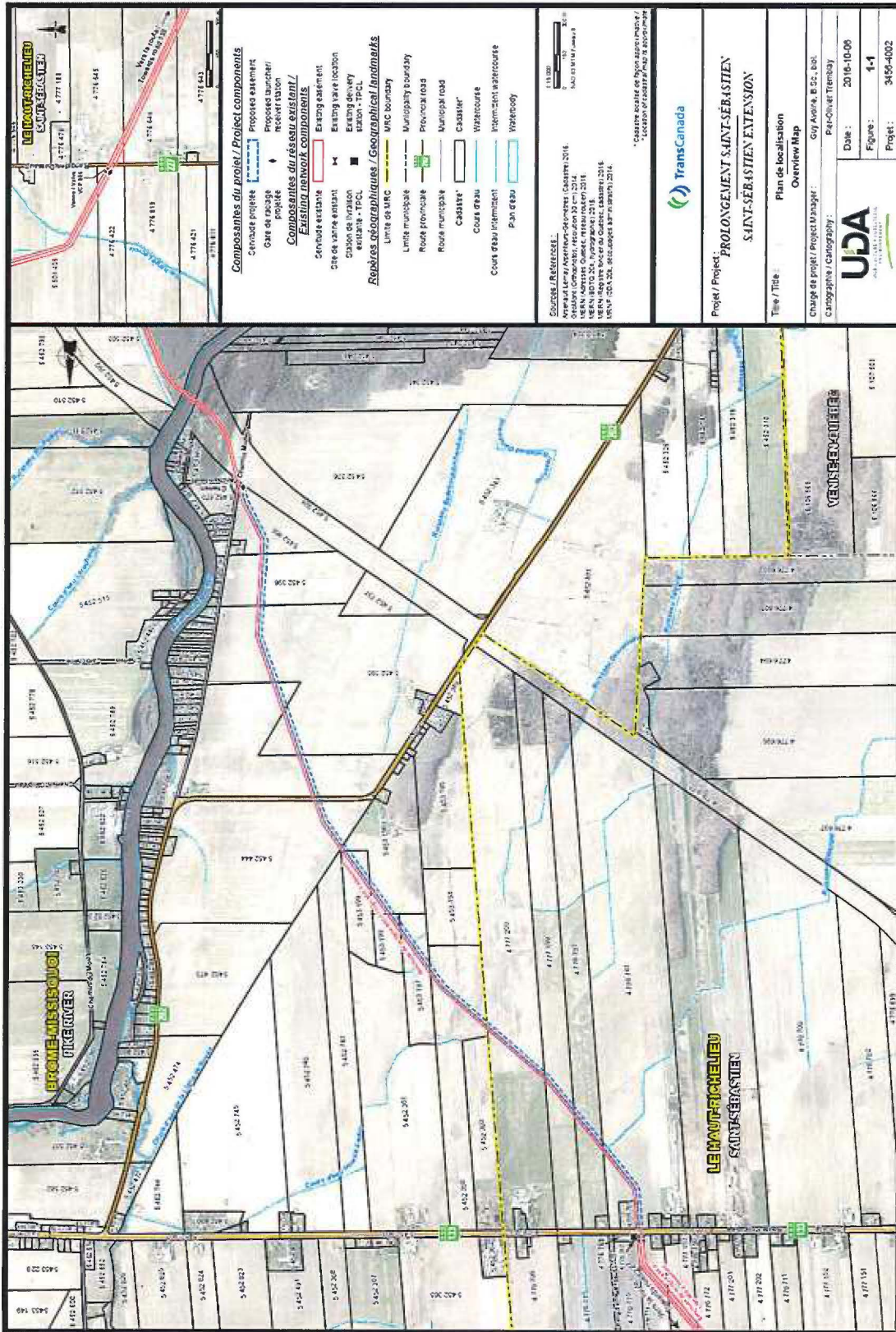


Figure 1-1 de l'Annexe A de l'Étude d'impact sur l'environnement, par Groupe Conseil UDA Inc., octobre 2016

2. CONSULTATION DES COMMUNAUTÉS AUTOCHTONES

Aucune consultation gouvernementale des communautés autochtones n'a été effectuée dans le cadre de ce projet. En effet, l'analyse préliminaire réalisée conformément au Guide intérimaire en matière de consultation des communautés autochtones révèle que le projet est sans impact potentiel sur les droits revendiqués par les communautés autochtones.

3. ANALYSE ENVIRONNEMENTALE

3.1 Analyse de la raison d'être du projet

La raison d'être du projet de TransCanada est de répondre à la demande de son client, Vermont Gas System Inc., d'augmenter le volume de gaz naturel d'environ 10 TJ/j de plus.

Puisque le réseau de gazoduc est déjà en place dans le secteur et qu'il s'agit d'augmenter la capacité de ce dernier, la justification de ce projet apparaît satisfaisante à l'équipe d'analyse.

3.2 Solutions de rechange au projet

Quelques solutions de rechange ont été considérées par l'initiateur, soit dans son étude d'impact sur l'environnement, soit dans le cadre des audiences publiques du BAPE.

1. Modifier les installations de compression

Cette alternative consisterait en l'ajout d'une nouvelle station de deux compresseurs, en aval de la station de compression existante. En effet, afin de respecter les exigences contractuelles de livraison de 85 TJ/j, la nouvelle station devrait inclure deux compresseurs de 1,2 MW chacun. Cette station pourrait ainsi produire une capacité de livraison de 108 TJ/j, ce qui aurait largement excédé les exigences contractuelles. L'initiateur n'aurait pas été en mesure de justifier cette alternative en raison du coût en capital (plus de 100 millions \$) et d'une capacité excessive par rapport aux engagements contractuels requis.

2. Remplacer les installations pipelinières existantes

Ce scénario impliquerait le remplacement de la conduite existante de 8 pouces de diamètre par une conduite de 16 pouces, afin d'atteindre la capacité de livraison requise. Plusieurs raisons ont amené TransCanada à ne pas considérer cette option de façon approfondie. Tout d'abord, le transport de gaz serait interrompu durant les travaux, et l'initiateur s'est engagé envers ses clients à maintenir son service. De plus, la durée des travaux de construction doublerait probablement, dû au retrait de la conduite existante. Les impacts environnementaux engendrés seraient alors plus importants. Ensuite, si la conduite existante devait être remplacée, cela nécessiterait également l'ajout de deux séries de gares de raclage (deux gares de départ et deux gares de réception) afin de permettre l'inspection des conduites de différents diamètres. Le projet actuel, quant à lui, ne nécessite qu'une

seule gare de départ et une seule gare de réception. Finalement, l'initiateur souligne le fait que ce scénario viendrait remplacer une conduite existante qui est utile et en bon état.

3. Doublement de la conduite existante

En réduisant la longueur de la portion du réseau où il n'y a qu'une conduite, ceci permettra d'augmenter la fluidité du transport du gaz et d'augmenter la capacité de livraison. Le doublement proposé de la conduite existante, sur 4,2 km, permettrait de fournir la capacité appropriée en fonction des exigences contractuelles, tout en prévoyant une croissance future à court terme de la demande. De plus, le doublement d'un pipeline est reconnu et utilisé par l'industrie, comme étant une bonne pratique pour permettre une capacité supplémentaire. Ce scénario a donc été retenu.

3.3 Analyse des variantes

Le processus de sélection considère les points de départ et d'arrêt de la canalisation en vue de son raccordement au réseau existant, et se base sur plusieurs critères afin d'opter pour le tracé de moindre impact entre ces deux points.

TransCanada a considéré trois alternatives de longueurs différentes, résumées dans le tableau 2, qui permettrait de satisfaire minimalement à la demande de transport de volume de gaz additionnel. Les alternatives nécessitaient que le point de départ soit localisé à la fin de la ligne 800-2 (là où le doublement de la conduite s'arrête, au nord de la route 133) et que le point d'arrêt du prolongement soit situé à une localisation adjacente au réseau existant pour permettre l'interconnexion des pipelines. Le choix des diverses longueurs évaluées a notamment été influencé par les accès existants, les traversées de la rivière aux Brochets, de la route 133 à Philipsburg et la localisation de la station de mesurage existante. Puisque l'option 1 fournirait suffisamment de capacité de transport pour atteindre l'augmentation des volumes requis, elle constitue l'option la plus intéressante. En raison de sa longueur moindre, les effets environnementaux potentiels seront plus limités et les coûts de réalisation du projet sont les plus faibles.

TABLEAU 2 : VARIANTES DU TRACÉ DU GAZODUC

Options	Longueur de la conduite (km)	Point d'arrêt	Capacité (TJ/j)
1	4,2	Pike River (chemin Molleur)	96
2	10,0	Route 133	134
3	14,5	Station de mesurage Philipsburg	157

Tableau 4-1 de l'Étude d'impact sur l'environnement par Groupe Conseil UDA inc., octobre 2016

3.4 Choix des enjeux

L'analyse environnementale du projet réalisée par les experts du Ministère et ceux des autres ministères et organisme consultés¹ ainsi que les audiences publiques menées par le BAPE ont permis de faire ressortir deux enjeux majeurs :

¹ Voir à l'annexe 1 la Liste des unités administratives du Ministère et des ministères et organisme gouvernemental consultés

- les risques d'accidents technologiques majeurs et les mesures d'urgence;
- les impacts sur le milieu agricole.

S'y ajoutent des enjeux secondaires s'appliquant au climat sonore, aux espèces exotiques envahissantes, à l'acceptabilité sociale ainsi qu'aux milieux humides.

3.5 Analyse par rapport aux enjeux retenus

3.5.1 Risques technologiques

Risques d'accidents technologiques

Les projets de gazoducs peuvent être à l'origine d'accidents aux conséquences majeures. En effet, le gaz naturel fait partie des matières dangereuses identifiées dans le Guide d'analyse de risques d'accidents technologiques majeurs² du MDDELCC. C'est pourquoi, conformément aux exigences de la directive du ministre du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques du 17 juin 2016, l'initiateur de projet a procédé à l'analyse de risques d'accidents technologiques majeurs.

Le gaz naturel est composé à près de 95 % de méthane et les principaux dangers y étant associés sont l'inflammabilité et la possibilité de former des atmosphères explosives en milieux confinés. Les événements dangereux qui pourraient se produire sont des fuites de gaz naturel à partir du gazoduc ou de ses installations de surface, de même que des incendies qui pourraient s'ensuivre si le gaz s'enflammait.

Le risque spécifique à un accident est la combinaison de sa fréquence d'occurrence et de sa conséquence :

$$\text{Risque associé à l'événement} = \text{Fréquence de l'événement} \times \text{Conséquences de l'événement}$$

Afin d'évaluer les conséquences possibles d'accidents, deux types de scénarios sont analysés : un scénario normalisé est d'abord établi afin de connaître l'étendue et le niveau des conséquences potentielles. Si celles-ci vont au-delà des limites de l'emprise permanente du gazoduc, l'analyse de risque doit être poussée plus loin en élaborant des scénarios alternatifs, soit les scénarios les plus plausibles de se produire et dont les conséquences sont les plus grandes.

1. Scénario normalisé : Scénario d'accident dont les conséquences sont les plus pénalisantes en tenant compte des mesures de protection passive, mais pas des mesures de protection active.
 - Rupture complète du gazoduc, avec le gaz qui fuit à plein diamètre, en jet double (c'est-à-dire des deux côtés de la rupture), suivie d'une ignition.

Deux possibilités ont été analysées. Dans le premier cas, la formation d'une boule de feu engendrerait des conséquences ayant un effet sur la vie (radiation thermique de 25 kW/m²) sur

² <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/evaluations/documents/guide-risque-techno.pdf>

une distance de 173 m. Une vingtaine de résidences se trouvent dans cette zone. Dans le deuxième cas, un feu en chalumeau engendrerait des conséquences ayant un effet sur la vie (radiation thermique de 13 kW/m²) sur une distance de 114 m. Quatre résidences seraient alors affectées.

2. Scénarios alternatifs : Scénarios plus plausibles et ayant une probabilité plus élevée de se produire comparativement au scénario normalisé. Les mesures de protection actives peuvent être prises en compte dans ce scénario.
 - Rupture partielle du gazoduc, avec le gaz qui fuit par une brèche d'un diamètre de 10 cm, suivie d'une ignition. Un feu en chalumeau engendrerait des conséquences ayant un effet sur la vie (radiation thermique de 13 kW/m²) sur une distance de 62 m. Deux résidences se situent à l'intérieur de ce périmètre.
 - Rupture partielle du gazoduc, avec le gaz qui fuit par une brèche d'un diamètre de 1 cm, suivie d'une ignition. Un feu en chalumeau engendrerait des conséquences ayant un effet sur la vie (radiation thermique de 13 kW/m²) sur une distance de 7,5 m. Aucune résidence ne serait affectée.

Afin de déterminer les fréquences des événements (rupture totale, rupture partielle de 10 cm et rupture partielle de 1 cm), l'initiateur a retenu le taux de défaillance et les probabilités tirés des statistiques de l'Office national de l'énergie (ONÉ 2011, 2016), soit la valeur maximale de 0,010/100 km-an, jugée par l'initiateur comme conservatrice et même surestimée pour le présent projet. Les probabilités d'ignition retenues sont de 30 % pour les ruptures totales et de 7 % pour toutes les ruptures partielles, soit les valeurs rapportées par l'ONÉ et le PHMSA (Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration).

Le niveau de risque associé au gazoduc a été évalué à l'aide du logiciel SAFETI (Software for Assessment of Fire, Explosion and Toxic Impact, version 6.7). Le logiciel utilise les résultats de l'analyse des conséquences réalisée avec PHAST (Process Hazards Analysis Software Tools) et y intègre la localisation des équipements, les fréquences d'occurrence des accidents, ainsi que les diverses probabilités météorologiques comme la vitesse et la direction du vent.

Le risque individuel est défini par l'initiateur comme étant le niveau de risque (probabilité de décès/an) subi par un individu situé en tout temps à un endroit précis à proximité de la source de risque. L'initiateur a également calculé le risque individuel cumulatif, qui prend en compte la présence du nouveau gazoduc mais également la présence de celui existant, adjacent à la nouvelle conduite. Le Conseil canadien des accidents industriels majeurs (CCAIM) a émis, en 1995, les critères d'acceptabilité du risque individuel en fonction des usages du territoire. Ceux-ci ont été réitérés par la Société Canadienne de Génie Chimique (SCGC) en 2008. Les critères préconisés pour les affectations et les usages de sol sont illustrés à la figure 3.

FIGURE 3 : USAGES DU SOL PERMIS EN FONCTION DU NIVEAU DE RISQUE

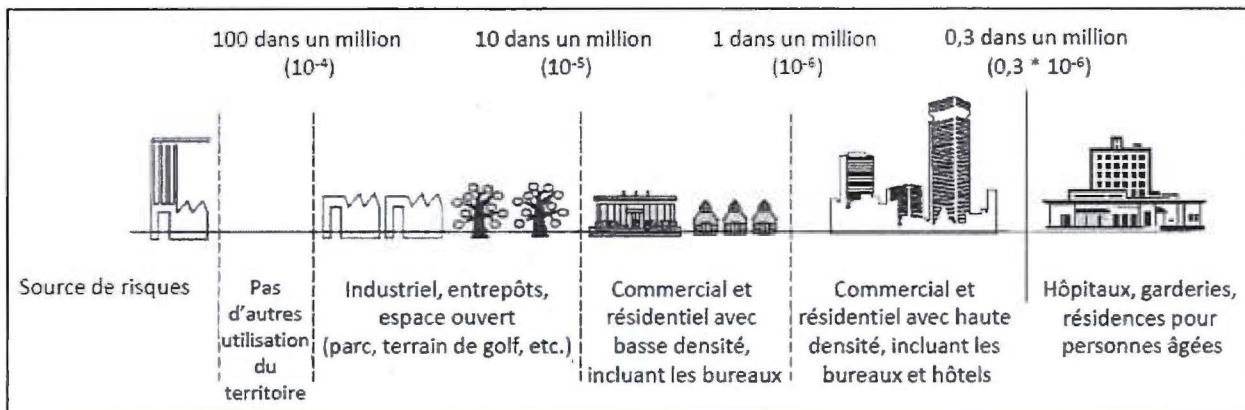


Figure 8 de l'Annexe G de l'Étude d'impact sur l'environnement, par Groupe Conseil UDA Inc., octobre 2016

Les résultats de l'analyse du risque individuel cumulatif réalisé par l'initiateur indiquent que :

- le niveau de risque maximum est de $2,65 \times 10^{-6}$ par année sur le tracé du gazoduc;
- le niveau de risque individuel de $1,0 \times 10^{-6}$ décès par année est atteint à environ 98 m du gazoduc;
- le niveau de risque $0,3 \times 10^{-6}$ par année (aucune restriction d'usage du territoire) est atteint à environ 136 m du gazoduc;
- l'initiateur a confirmé qu'il n'y avait aucun établissement avec des occupants plus vulnérables, tel que des écoles, garderies et résidences pour personnes âgées dans un rayon de 300 m de l'emprise.

Il convient de rappeler qu'un gazoduc est déjà présent, adjacent à l'emprise de la future conduite. Ainsi, les résidences situées près du tracé sont déjà exposées au risque lié à la présence d'un gazoduc. Une comparaison avec le niveau de risque individuel ($1,55 \times 10^{-6}/\text{an}$) et le niveau de risque individuel cumulatif ($2,65 \times 10^{-6}/\text{an}$) démontre qu'il y a une augmentation très faible, voire négligeable, du niveau de risque dû à l'ajout d'une seconde conduite. Dans les deux cas, le critère de 10^{-5} préconisé pour l'usage du territoire est respecté car ce niveau de risque n'est jamais atteint, même directement au-dessus de l'emprise du gazoduc.

Cela étant dit, lors des audiences publiques du BAPE, la Municipalité de Pike River a exprimé de vives inquiétudes par rapport au risque d'accident technologique lié au projet. Cet aspect est discuté plus en détail dans la section 3.6.3 du présent rapport.

Compte tenu que tous les usages et les éléments sensibles recensés le long du gazoduc projeté sont situés à l'intérieur des niveaux de risque permis par le critère d'acceptabilité du risque individuel, que le projet vise l'ajout d'un gazoduc qui sera construit parallèlement à une conduite existante et que les résidents situés à proximité de ce gazoduc ne seront pas exposés à un risque significativement plus élevé que le risque actuel dû à la présence du gazoduc existant, le projet est jugé acceptable du point de vue des risques technologiques.

Mesures d'atténuation

Outre le respect de la norme CAN/CSA Z662-F15 : *Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz* (à la base même d'une diminution des risques à la source par l'utilisation d'une technologie sécuritaire), une série de mesures sera mise en place par l'initiateur afin d'assurer l'intégrité des nouvelles installations.

Lors des travaux de construction, les mesures sont :

- système de protection de la conduite contre la corrosion incluant des revêtements époxydiques de la surface extérieure de la conduite en usine et des joints soudés sur place;
- signalement de la présence du gazoduc par l'installation de panneaux indicateurs répartis tout au long de la servitude permanente;
- rubans avertisseurs enfouis dans la partie supérieure de la tranchée afin d'indiquer la présence de la conduite lors de travaux d'excavation;
- dalles de protection en béton installées aux lieux les plus susceptibles de faire l'objet de travaux d'excavation (cours d'eau, fossés, services publics souterrains);
- clôtures pour protéger les aires des vannes de sectionnement et les postes de raclage.

Il est à noter que l'initiateur a précisé que puisqu'il possède déjà des installations en place à proximité, il considère que le système existant est adéquat pour assurer la protection cathodique de la nouvelle conduite et qu'aucune autre installation additionnelle n'est requise à cette fin.

En période d'exploitation, les mesures de sécurité sont les suivantes :

- entretien du système de protection contre la corrosion;
- surveillance permanente du gazoduc et des installations connexes;
- sensibilisation continue des propriétaires fonciers, des municipalités, des entrepreneurs et des services d'urgence;
- adhésion au programme Info-Excavation;
- gestion de la végétation pour garder la servitude libre de couverts boisés pour faciliter la surveillance et l'entretien;
- inspection à une fréquence déterminée par le groupe responsable de l'intégrité des pipelines de la compagnie;
- entretien des conduites, le cas échéant, après inspection;
- implantation du programme de gestion de l'intégrité.

L'équipe d'analyse est d'avis que les mesures prises par l'initiateur afin d'assurer l'intégrité de ses infrastructures sont adéquates.

Mesures d'urgence

Le plan de mesures d'urgence (PMU) vise à identifier les principaux intervenants et les principales actions que ceux-ci auront à poser pour faire face à une situation d'urgence. Puisque TransCanada est propriétaire du gazoduc existant, adjacent au projet, il dispose déjà d'un programme de gestion des risques incluant un PMU pour sa conduite actuellement en service. Puisque le présent projet

visé à ajouter une conduite adjacente à celle existante, peu de changements sont attendus en ce qui concerne les intervenants impliqués.

L'initiateur précise que la version actuelle du plan des mesures d'urgence sera mise à jour afin de tenir compte des spécificités liées au nouveau gazoduc. Le plan final sera complété avant la mise en service du gazoduc. Afin d'assurer l'arrimage des procédures de gestion des urgences, TransCanada consultera les services incendies de Saint-Sébastien et de Pike River ainsi que la Sécurité civile du Québec et partagera, si possible avant le début des travaux de construction, les résultats de l'analyse de risques du projet. L'initiateur s'est également engagé à transmettre les mises à jour de son plan d'urgence, subséquentes à une éventuelle autorisation d'exploitation, au ministère de la Sécurité publique ainsi qu'aux autorités municipales concernées.

L'équipe d'analyse recommande que l'initiateur de projet procède à la mise à jour de son plan des mesures d'urgence en consultation avec le ministère de la Sécurité publique ainsi qu'avec les municipalités de Saint-Sébastien et de Pike River, pouvant être affectées par les conséquences d'un accident technologique majeur. Les deux scénarios alternatifs présentés dans l'analyse des risques devraient être retenus pour la planification des mesures d'urgence puisqu'ils sont susceptibles de se produire à proximité de quelques résidences. Ce plan devra être déposé auprès de la ministre du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques lors de la demande visant l'obtention d'une autorisation pour la mise en exploitation du gazoduc prévu à l'article 22 de la Loi sur la qualité de l'environnement. Dans la mesure du possible, l'arrimage du PMU final de TransCanada avec les PMU des deux municipalités devra également être effectué.

3.5.2 Milieu agricole

Le projet de gazoduc se situe presque exclusivement en territoire privé agricole. Les activités de construction comme le décapage, le nivellement, l'excavation et la remise en place de la couche de sol arable peuvent entraîner des impacts tels que la compaction, l'orniérage, l'érosion ou la perte de sol arable. Les mesures d'atténuation proposées par l'initiateur pour diminuer ces impacts potentiels sont les suivantes :

- décapage et mise de côté du sol arable. Éviter de superposer les sols minéraux et le sol arable en terres agricoles. S'il y a un risque de superposition (espace limité), le protéger d'une toile géotextile;
- utilisation d'une culture de couverture pour favoriser le contrôle des mauvaises herbes et de l'érosion;
- pas de remblai de substrat rocheux dans les 0,5 m supérieurs de la tranchée;
- réparation des systèmes de drainage souterrain;
- rétablissement du profil du terrain et remise en place du sol arable;
- utilisation d'une sous-soleuse afin d'aérer les sous-sols compactés (décompaction);
- présence sur le chantier d'un inspecteur en environnement, soutenu par du personnel d'inspection technique (ex. agronomes, archéologues, biologistes, ingénieurs agricoles ou forestiers, etc.) de façon régulière ou ponctuelle, selon les besoins. Ainsi, selon les différentes activités associées à la construction du pipeline, la présence d'un ou plusieurs inspecteur(s) qualifié(s) en matière d'agriculture est prévue.

En ce qui concerne la profondeur des systèmes de drains agricoles souterrains, elle varie de 0,9 m à 1,2 m pour les propriétés affectées par le projet. Le système de drainage souterrain des huit propriétaires concernés sera modifié par des travaux. Les plans de base détaillés des systèmes de drainage croisés par le gazoduc ont été colligés pour permettre l'élaboration des plans. Trois séries seront produites :

1. Les plans préliminaires sont présentés aux propriétaires concernés avant le début de la construction afin d'obtenir leurs commentaires.
2. Les plans présentant les modifications temporaires et permanentes à apporter aux systèmes de drainage existants avant et durant la construction sont réalisés.
3. À la suite de la finalisation des travaux de construction, un plan du système de drains agricoles souterrain « tel que construit » est préparé et remis au propriétaire.

L'équipe d'analyse considère que les mesures d'atténuation proposées par l'initiateur sont adéquates pour limiter les impacts sur les activités agricoles dus aux travaux de construction.

Profondeur d'enfouissement

L'initiateur mentionne que compte tenu de la présence de la conduite existante adjacente installée à une profondeur d'environ 0,9 m à 1,2 m, il n'y aurait aucun avantage à installer la nouvelle conduite à une profondeur différente. Il argumente que l'installation du gazoduc à une profondeur plus grande pourrait même apporter plusieurs inconvénients, tels que :

- des volumes de sol excavés plus importants;
- la nécessité d'avoir une largeur d'emprise plus grande, impliquant des impacts plus importants;
- l'augmentation des délais liés aux travaux de construction;
- l'augmentation de la zone de dégagement minimale entre les deux gazoducs et toute autre conduite (de drainage par exemple), câble ou pipeline installé dans l'emprise.

De plus, la profondeur proposée de 1,2 m respecte la norme CAN/CSA Z662-F15 : *Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz* qui s'applique au présent projet.

La Commission de protection du territoire agricole (CPTAQ) a rendu une décision, le 13 mars 2018, en lien avec le présent projet. Celle-ci indique notamment :

« Bien que la Commission ait choisi, pour les nouveaux gazoducs, d'imposer des recouvrements minimaux de 1,6 mètre dans les champs, le cas soumis à la présente apparaît différent. L'ajout d'une conduite parallèle à une conduite existante s'inscrit dans un contexte différent de celui d'une nouvelle conduite. Cette particularité fait en sorte qu'il serait impossible de justifier sur la base des critères d'application de la Loi, une profondeur de recouvrement différente pour deux conduites espacées de seulement 10 mètres. »
(pages 7-8)

Les activités agricoles permises dans l'emprise sont définies par la *Loi sur l'ONÉ* (art. 112) et le *Règlement de l'ONÉ sur la prévention des dommages aux pipelines* et s'appliquent à l'ensemble des pipelines sous juridiction fédérale. Les activités qui nécessitent l'obtention préalable du

consentement écrit de TransCanada et une conformité à la procédure établie dans la réglementation sont les suivantes :

- excavation;
- construction;
- forage;
- installation ou érection de toute fosse, puits, fondation, immeuble, pavage ou autre structure au-dessus, au-dessous ou le long d'une conduite;
- activité qui occasionne un remuement du sol dans la zone réglementaire.

Toutefois, le remuement du sol occasionné par une culture à une profondeur inférieure à 45 cm ou toute autre activité qui se produit à une profondeur inférieure à 30 cm et qui ne réduit pas l'épaisseur du sol au-dessus du pipeline par rapport à son épaisseur au moment où celui-ci a été construit ne sont pas considérés comme un remuement du sol et peuvent donc être menés sans le consentement de la compagnie pipelinère ou l'autorisation de l'ONÉ.

Ces dispositions ne sont pas affectées par la profondeur d'enfouissement de la conduite et elles s'appliquent donc au présent projet, que le gazoduc soit situé à 1,2 m ou à 1,6 m.

Lors de son analyse, le MDDELCC a consulté le ministère de l'Agriculture, des Pêcheries et de l'Alimentation du Québec (MAPAQ) afin d'obtenir son avis sur projet. Cet avis portait notamment sur la profondeur d'enfouissement du gazoduc. Dans un premier temps, le MAPAQ était plutôt d'avis que la profondeur d'enfouissement du gazoduc devrait être de 1,6 m puisque c'est maintenant la norme qu'il exige pour tous les projets récents de gazoducs installés en milieu agricole. Toutefois, la Fédération de l'Union des producteurs agricoles (UPA) de la Montérégie et l'initiateur ont conclu un accord, en septembre 2017, spécifiant une profondeur d'enfouissement de 1,2 m, tout en précisant que cette profondeur est mesurée du dessus de la conduite jusqu'au-dessus de la couche de sol inerte (n'inclus pas la couche de sol arable) et que les entrepreneurs ajoutent une marge afin de s'assurer du respect des spécifications de TransCanada, généralement de l'ordre de 10 cm. Compte tenu de ce contexte bien précis, le MAPAQ considère ces modalités comme acceptables.

L'équipe d'analyse est d'avis que dans le contexte du présent projet de gazoduc, il n'y aurait aucun avantage à exiger une profondeur d'enfouissement plus importante que celle proposée par l'initiateur. En effet, la profondeur proposée n'empêche pas la pratique sécuritaire des activités agricoles et elle va déjà au-delà de la norme CAN/CSA Z662-F15.

Suivi

Le suivi environnemental proposé par l'initiateur n'était pas suffisant pour permettre d'évaluer l'impact de la construction du gazoduc sur la productivité des terres agricoles. En effet, trois ans après les travaux pour la construction du pipeline Saint-Laurent (2011-2012), des pertes de rendements pour la culture de maïs de l'ordre de 15 % à 20 % étaient relevées. Ces pertes sont importantes considérant la marge bénéficiaire nette par hectare pour cette culture généralement en deçà de 10 %. Conséquemment, l'initiateur doit mettre en place un suivi effectué sur une période minimale de sept ans suite aux travaux de remise en état. Pour le MAPAQ, cette durée de sept ans garantit que des données seront recueillies sur une période considérée comme minimale pour évaluer adéquatement l'ensemble des problèmes liés à la remise en culture. Comme les écarts de rendement peuvent varier en fonction des conditions météorologiques (ex : été sec par rapport à

été pluvieux), la durée de sept ans apparaît nécessaire pour dresser un portrait complet et réaliste du succès des travaux de réhabilitation des sols. Si le suivi démontre que les rendements des surfaces concernées sont inférieurs à ceux des surfaces adjacentes, l'initiateur devra apporter les correctifs nécessaires.

En l'absence d'engagement supplémentaire de TransCanada par rapport à la durée du suivi agronomique, l'équipe d'analyse recommande qu'une durée de sept ans soit imposée au programme de suivi agronomique.

3.6 Autres considérations

3.6.1 Climat sonore

La construction du gazoduc nécessitera l'utilisation d'équipements dont le fonctionnement entraînera une hausse temporaire et localisée du niveau de bruit. Les bruits les plus courants associés à cette phase du projet proviennent des équipements mobiles tels que les camions, les excavatrices, les bouteurs et les génératrices. Toutefois, les forages horizontaux effectués sous la route 133 et la route 202 pourraient occasionner des impacts sonores. Ces travaux de forage s'échelonnent sur plus d'une journée et trois résidences sont situées à moins de 100 m du forage de la route 133.

Lors de la construction, l'initiateur a prévu les mesures d'atténuation suivantes :

- contrôle du bruit à la source (ex. silencieux en bon état de fonctionnement, réduire la marche au ralenti des équipements);
- horaire de travail d'au plus 12 heures par jour (7 h à 19 h);
- atténuation du bruit par la présence des andains de sols arables qui seront entreposés temporairement le long du chantier qui constitueront ainsi une barrière sonore;
- mise en place une procédure de réception et de traitement des plaintes pendant la construction et l'exploitation.

En considérant le fait qu'il subsiste une incertitude par rapport aux impacts engendrés notamment par les activités de forage, le Ministère a demandé à l'initiateur de s'engager à ajouter les mesures d'atténuation suivantes :

- Mise en place d'un suivi afin de valider le niveau sonore au point de réception résidentiel le plus près dans le secteur de la route 133, durant l'activité de forage sous la route. Le suivi sera réalisé sur période d'une heure et le niveau sonore mesuré sera comparé aux lignes directrices en vigueur.
- Adhésion de l'initiateur aux *Lignes directrices relativement aux niveaux sonores provenant d'un chantier de construction industriel*³ pour la période de travail applicable, soit pour le jour.

³ <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/publications/note-instructions/98-01/lignes-directrices-construction.pdf>

Lors de l'exploitation du gazoduc, les activités d'entretien susceptibles d'être une source de bruit comprennent le contrôle de la végétation, les purges d'entretien, si nécessaire, ainsi que des inspections visuelles qui se feront en véhicule ou par survols aériens. Ces activités seront de courte durée et temporaires. Ainsi, l'initiateur n'a prévu aucune mesure d'atténuation particulière, si ce n'est la poursuite de sa procédure de réception et de traitement des plaintes durant la construction et l'exploitation.

Considérant les engagements supplémentaires pris par l'initiateur, l'équipe d'analyse considère que les impacts du projet liés au climat sonore sont acceptables. Afin de vérifier l'impact réel des travaux, l'initiateur devrait déposer le rapport de suivi des activités de forage à proximité de la route 133 au MDDELCC dans un délai de trois mois suivant la fin de ces travaux de forage.

3.6.2 Espèces exotiques envahissantes

Une espèce exotique envahissante (EEE) est un végétal, un animal ou un micro-organisme (virus ou bactérie) introduit hors de son aire de répartition naturelle, et dont l'établissement ou la propagation constitue une menace pour l'environnement, l'économie ou la société. Dès qu'une EEE est établie dans un écosystème favorable, il devient pratiquement impossible de la déloger et il est très coûteux de la contrôler. C'est pour cette raison que la prévention, la détection précoce et les interventions rapides sont des mesures clés dans la lutte aux EEE.

La présence de plusieurs plantes exotiques envahissantes a été confirmée dans la zone d'étude du projet, notamment le long des quatre cours d'eau qui seront traversés, dont :

- le roseau commun;
- la valériane officinale;
- l'alpiste roseau;
- la morelle douce-amère.

L'initiateur a transmis dans un fichier de forme (shapefiles) les coordonnées et l'abondance de ces espèces au Ministère.

Les volumes de sols touchés par les EEE qui seront manipulés dans le cadre du projet sont estimés à environ 35 m³ pour la traversée des fossés et à environ 110 m³ en moyenne pour la traversée des cours d'eau. L'estimation tient compte de la profondeur potentielle des racines des EEE recensées au terrain et pouvant s'étendre jusqu'à un mètre de profondeur. Toutefois, il est à noter que les travaux dans les fossés situés en bordure des routes 133 et 202 seront limités puisque des forages horizontaux sont prévus pour le franchissement de ces infrastructures routières.

L'initiateur mettra en place plusieurs mesures d'atténuation afin de limiter l'introduction ou la propagation des EEE :

- installer une signalisation pour identifier les zones touchées avant le début des travaux;
- nettoyer l'équipement avant son arrivée sur les sites des travaux et à nouveau s'il est utilisé dans des secteurs touchés par des EEE;
- empiler les déblais touchés par des EEE de manière à ce qu'ils ne se mélangent avec d'autres sols à proximité;
- surveiller la croissance et éliminer les EEE qui pousseront sur les piles de sol;

- éliminer lors de la saison de croissance suivante les EEE qui pourraient pousser sur les sites de nettoyage de l'équipement;
- mise en place d'un programme de suivi (si nécessaire).

L'initiateur considère qu'il y a plus de risques de propager les EEE et d'affecter les sols des terres agricoles que de bénéfices potentiels associés à l'élimination des sols contaminés par des EEE vers des sites externes (tel qu'un lieu d'enfouissement technique). Ces sols seront donc réutilisés sur leur lieu d'origine.

En tenant compte des mesures d'atténuation qui seront appliquées par l'initiateur, l'équipe d'analyse considère le projet acceptable.

3.6.3 Acceptabilité sociale

Dans le cadre de l'audience publique tenue par le BAPE, la Municipalité de Pike River a déposé un mémoire (DM2). L'un des enjeux retenus par la Municipalité a été la modification du tracé pour assurer la sécurité des résidents du chemin Molleur. Pike River considère que ce projet met en péril ses citoyens et qu'elle ne peut donc l'accepter. La Municipalité souligne notamment la présence d'habitations dans la zone de radiation ayant un effet sur la vie avec le scénario normalisé (rupture totale du gazoduc suivi d'une boule de feu). Pike River demande donc à ce que le tracé du gazoduc proposé s'éloigne à une distance de 250 m des résidences du chemin Molleur. Elle mentionne également que si le projet actuel a une durée de vie de plus de 10 ans, elle fera alors des représentations afin que le gazoduc actuellement en place soit également éloigné de la même distance des habitations du chemin Molleur. La Municipalité juge finalement que l'effort de communication entre TransCanada et les résidents pouvant subir un impact n'a pas été suffisant. En contrepartie, mentionnons que, tant pour la question de la sécurité que pour celle de la communication, aucun mémoire ni représentation de la part des résidents localisés dans un rayon de 200 m du projet n'a été fait au moment de l'audience publique.

Pour sa part, l'initiateur a évalué, dans son analyse de variante, trois options de tracé du gazoduc. Chacune de ces variantes devait partir du même point de départ, là où le doublement de la conduite existante s'arrêtait. En ce qui concerne le point d'arrivée, il variait en termes de distance mais longeait dans tous les cas la conduite existante déjà en place. Ainsi, aucune option analysée par l'initiateur ne s'éloignait des résidences situées en bordure du chemin Molleur.

La CPTAQ a mentionné, à la page 8 de sa décision du 13 mars 2018 que : « l'endroit choisi pour les infrastructures projetées est considéré comme étant un espace de moindre impact eu égard à la protection du territoire et des activités agricoles ». Selon la CPTAQ, le nouveau gazoduc serait ainsi « adjacent à un gazoduc enfoui déjà existant et la concentration de ce type d'usage apparaît de loin préférable à un éparpillement sur le territoire ».

Le déplacement du tracé du projet n'est pas justifié pour l'équipe d'analyse. En effet, nous partageons l'opinion de la CPTAQ, à savoir qu'il est préférable de regrouper les emprises linéaires sur un territoire afin de réduire les impacts environnementaux et sociaux. De plus, en considérant l'analyse de risques technologiques effectuée (voir la section 3.5.1 du présent rapport), tous les usages et les éléments sensibles recensés le long du gazoduc projeté sont situés à l'intérieur des niveaux de risque permis par le critère d'acceptabilité

du risque individuel. Enfin, et surtout, l'ajout d'un gazoduc qui sera construit parallèlement à une conduite existante n'entraînera pas une exposition à un risque significativement plus élevé que le risque actuel dû à la présence du gazoduc existant pour les résidents situés à proximité de ce gazoduc.

Au niveau de la communication, l'initiateur a ciblé différentes parties prenantes susceptibles d'être affectées par le projet, dont les huit propriétaires fonciers et les occupants dont les terres sont traversées par le projet, les dix propriétaires et occupants voisins localisés dans un rayon de 200 m du projet, ainsi que les représentants des autorités régionales et municipales concernées par le projet, soit les municipalités de Saint-Sébastien et de Pike River et les municipalités régionales de comté (MRC) Le Haut-Richelieu et Brome-Missisquoi. L'équipe d'analyse constate que plusieurs moyens ont été employés par l'initiateur afin d'informer et de consulter les parties prenantes :

- des réunions avec les représentants des municipalités de Saint-Sébastien et de Pike River, et de la MRC de Brome-Missisquoi (15 septembre 2015);
- une journée « portes ouvertes » à Saint-Sébastien (8 décembre 2015);
- des trousseaux d'information fournies aux organismes représentant les exploitants agricoles et aux propriétaires directement concernés par le projet (mai 2016);
- plusieurs rencontres entre l'UPA et TransCanada (une entente a été signée en septembre 2017);
- une lettre de mise à jour du projet envoyée à toutes les parties prenantes pour leur donner les informations spécifiques concernant le projet et des informations relatives au processus d'évaluation environnementale québécois, à l'échéancier du projet (5 mai 2016);
- une lettre envoyée à toutes les parties prenantes les informant que TransCanada avait déposé une demande en vertu de l'article 58 auprès de l'Office National de l'Énergie (ONÉ). Le lien électronique de la demande en ligne sur le site internet de l'ONÉ leur a été fourni, ainsi que celui pour accéder à la version française de la demande sur le site Internet de TransCanada. Dans cette lettre, les parties prenantes ont aussi été avisées qu'un avis de projet allait être déposé auprès du MDDELCC (20 mai 2016);
- de nouvelles rencontres avec les représentants des municipalités de Saint-Sébastien (30 mai 2016) et de Pike River (20 juillet 2016) pour leur fournir une mise à jour du projet;
- une lettre accompagnée d'une copie de l'Ordonnance de l'ONÉ à toutes les parties prenantes (août 2016) et lors de la publication de l'avis de modification de l'Ordonnance de l'ONÉ (août 2017);
- les propriétaires demeurant le long du chemin Molleur ont reçu des informations sur le projet (lettre, feuillets/brochures d'information) (mars 2017) et l'avis de modification de l'ONÉ (août 2017).

En ce qui concerne la coordination entre TransCanada et la Municipalité de Pike River pour le plan des mesures d'urgence, il est indiqué, dans le document DA15 déposé lors de l'audience publique, qu'il y aurait effectivement eu une rencontre, le 27 juin 2017, entre le directeur de l'entretien des installations à TransCanada et le Chef du service incendie de St-Armand de Philipsburg, qui dessert la Municipalité de Pike River. TransCanada aurait notamment expliqué le

fonctionnement des différents équipements connexes aux gazoducs (vanne de sectionnement, station de mesure), rappelé les points importants du Guide d'intervention en cas d'urgence et illustré la localisation du gazoduc et ses équipements connexes à l'aide d'une carte permettant ainsi aux premiers répondants de déterminer le périmètre de sécurité et d'évacuation, au besoin. À la suite de cette rencontre, il aurait été convenu que la formation pour le service incendie de Pike River serait dispensée en début 2018.

Il s'avère donc que l'initiateur a tenu plusieurs activités de communication et de consultation sur son projet de gazoduc entre Saint-Sébastien et Pike River depuis septembre 2015, permettant de questionner le projet et de faire valoir les préoccupations. Toutefois, la perception de la Municipalité de Pike River est tout autre. Cet écart au plan des perceptions s'explique en partie par la définition même de ce qu'est la perception d'un risque; elle correspond à la façon dont les individus ou les groupes perçoivent la source du risque, sa probabilité et ses conséquences. Elle revêt à la fois un caractère subjectif et social, qui se construit sur la base d'un ensemble de facteurs, dont la compréhension que les gens possèdent, mais aussi la confiance, les bénéfices et la réversibilité des effets. Elle variera également dans le temps et l'espace. Chaque individu ou groupe d'individus aura une perception qui lui est propre selon son bagage de connaissances, parfois partagé avec d'autres, parfois non. Peu importe, elle correspond à une réalité légitime pour les uns comme pour les autres.

Enfin, l'équipe d'analyse reconnaît que la Municipalité se préoccupe de la sécurité des résidents du chemin Molleur et qu'elle aurait souhaité voir s'éloigner davantage le gazoduc des résidents. Cependant, elle estime que le tracé du gazoduc représente un niveau de risque individuel acceptable et de moindre impact considérant qu'il est adjacent à l'emprise d'un gazoduc déjà existant. Quant aux critiques exprimées par la Municipalité quant à la qualité des moyens pour informer et consulter les citoyens de proximité, l'équipe d'analyse tient à rappeler la grande importance de la gestion de l'information faite par l'initiateur afin de rassurer la population; les principes d'ouverture, d'écoute, de rigueur et de transparence doivent dicter ses démarches en matière de communication des risques. L'initiateur a d'ailleurs signifié son intention de poursuivre ses échanges avec le milieu à la suite de la construction et de la mise en service du gazoduc.

À cet effet, l'initiateur s'est engagé à maintenir des moyens de communication durant la période de construction du projet ainsi que pendant la période d'exploitation du gazoduc. Pendant la période de construction, TransCanada mettra à la disposition des parties prenantes un numéro de téléphone (1-844-933-0910) ainsi qu'une adresse courriel, dédiés uniquement au projet (prolongement_saint_sebastien@transcanada.com). Une fois la période de construction terminée, une communication sera transmise auprès des parties prenantes et cette communication inclura les coordonnées de la ou les personnes à contacter pour répondre à toute question ou préoccupation qui pourrait survenir pendant la période d'exploitation.

L'équipe d'analyse est satisfaite de l'engagement pris par TransCanada afin de maintenir un moyen de communication avec la communauté tout au long de l'exploitation du gazoduc.

3.6.4 Milieux humides

Afin d'identifier les milieux humides de la zone d'étude, l'initiateur du projet a utilisé la cartographie détaillée des milieux humides de la Montérégie couplée à un inventaire au terrain.

Aucun milieu humide n'a été répertorié. Toutefois, un petit fragment de la zone d'étude (environ 0,3 km de longueur) où sera construite la gare de raclage de réception se situe dans la zone inondable de faible courant (récurrence 20-100 ans) de la rivière aux Brochets.

La Loi concernant la conservation des milieux humides et hydriques (LQ, 2017, chapitre 14) (LCMHH) a été adoptée et sanctionnée par l'Assemblée nationale du Québec le 16 juin 2017. L'expression « milieux humides et hydriques » fait référence à des lieux d'origine naturelle ou anthropique qui se distinguent par la présence d'eau de façon permanente ou temporaire, laquelle peut être diffuse, occuper un lit ou encore saturer le sol et dont l'état est stagnant ou en mouvement. Lorsque l'eau est en mouvement, elle peut s'écouler avec un débit régulier ou intermittent. Un milieu humide est également caractérisé par des sols hydromorphes ou une végétation dominée par des espèces hygrophiles.

Sont notamment des milieux humides et hydriques :

1. un lac, un cours d'eau, y compris l'estuaire et le golfe du Saint-Laurent et les mers qui entourent le Québec;
2. les rives, le littoral et les **plaines inondables** des milieux visés au paragraphe 1^o, tels que définis par règlement du gouvernement;
3. un étang, un marais, un marécage et une tourbière.

Toutefois, selon la Note d'instructions *Interprétation administrative de la Loi concernant la conservation des milieux humides et hydriques relative à la contribution financière (Juillet 2017)*⁴, des exclusions sont prévues:

« Ainsi, bien que l'article 57 ne prévoit pas expressément de pouvoir discrétionnaire au ministre quant à l'exigence de la contribution financière, il est raisonnable de croire que ce dernier peut interpréter cet article et ne pas exiger de compensations lorsqu'il considère qu'un projet ne porte pas atteinte aux fonctions écologiques et à la biodiversité des milieux humides et hydriques au sens de l'article 46.0.1 de la LQE. Toutefois, afin d'assurer une mise en œuvre uniforme, équitable et cohérente de la LCMHH, ainsi qu'une transition harmonieuse avec l'ancien régime d'autorisation, une telle interprétation administrative est limitée aux situations suivantes :

...

- Travaux dans la plaine inondable de faible courant (20-100 ans) réalisés à l'extérieur d'un milieu humide;

... »

Au regard de la Note d'instructions *Interprétation administrative de la Loi concernant la conservation des milieux humides et hydriques relative à la contribution financière (Juillet 2017)*, le projet ne nécessiterait aucune compensation pour ces travaux réalisés dans la plaine inondable de faible courant et situés à l'extérieur d'un milieu humide.

L'équipe d'analyse considère que le projet est acceptable en ce qui a trait aux milieux humides et hydriques puisqu'aucune perte de ces milieux n'est anticipée. Aucune compensation ne devrait être exigée, conformément à la Note d'instructions.

⁴ <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/publications/note-instructions/17-02.htm>

CONCLUSION

L'analyse environnementale du projet de prolongement Saint-Sébastien, sur le territoire des municipalités de Saint-Sébastien et de Pike River par TransCanada a été effectuée à partir de l'étude d'impact déposée par l'initiateur de projet le 2 novembre 2016 et des documents déposés au MDDELCC après l'avis de recevabilité de l'étude d'impact environnementale. La documentation déposée dans le cadre des audiences publiques du BAPE a également été considérée.

Les principaux enjeux du projet sont le risque d'accidents technologiques majeurs associé au gazoduc ainsi que les impacts sur le milieu agricole. D'autres considérations, telles que le climat sonore, les impacts liés aux EEE, l'acceptabilité sociale et les milieux humides ont été abordées.

La mise en service du gazoduc constitue une source de risques d'accidents technologiques majeurs. Toutefois, il ne s'agit pas de la création d'un nouveau risque mais de l'ajout d'une conduite adjacente à un gazoduc existant, en opération depuis 1966. Le risque individuel cumulatif, lié au projet mais tenant également compte de la présence de la conduite déjà en place, a été évalué dans le cadre de l'examen du projet et a été jugé acceptable en référant aux critères en matière de sécurité utilisés au Canada pour ce type de projet. TransCanada possède déjà un plan des mesures d'urgence pour la conduite actuellement en service et en a fourni la table des matières. La mise à jour de ce plan, réalisée conjointement avec les intervenants locaux et régionaux, devra être soumise au MDDELCC avant la mise en exploitation du nouveau gazoduc. Les effets du projet sur le milieu agricole ont été évalués et les mesures d'atténuation proposées par l'initiateur ont été jugées adéquates pour limiter les impacts dus aux travaux de construction. Toutefois, en l'absence d'engagement supplémentaire de TransCanada par rapport à la durée du suivi agronomique, l'équipe d'analyse recommande qu'une durée de sept ans soit imposée au programme de suivi agronomique. Finalement, dans le contexte du présent projet de gazoduc, il n'y aurait aucun avantage à exiger une profondeur d'enfouissement plus importante que celle proposée par l'initiateur, soit 1,2 m en milieu cultivé.

La décision de la CPTAQ, favorable à la réalisation du projet, a été rendue le 13 mars 2018 et n'a pas été contestée devant le Tribunal administratif du Québec.

La conclusion du rapport est que le projet de construction d'un segment de 4,2 km de gazoduc est justifié afin de répondre à la demande du client de TransCanada situé aux États-Unis, Vermont Gas Systems Inc. (propriété de Gaz Métro), d'accroître les volumes de livraison en gaz naturel d'environ 10 TJ/j de plus. En outre, le projet est acceptable sur le plan environnemental sous réserve des recommandations de ce présent rapport. En conséquence, nous recommandons l'autorisation du projet de prolongement Saint-Sébastien, sur le territoire des municipalités de Saint-Sébastien et de Pike River par TransCanada.



André-Anne Gagnon
Biologiste, M.Sc.
Chargée de projet

RÉFÉRENCES

- BUREAU D’AUDIENCES PUBLIQUES SUR L’ENVIRONNEMENT. Rapport d’enquête et audience publique sur le projet de prolongement d’un gazoduc entre Saint-Sébastien et Pike River, Rapport 341, janvier 2018, 61 pages;
- Courriel de M. Guy Avoine, du Groupe Conseil UDA inc., à M^{me} Marie-Michelle Vézina, du ministère du Développement durable, de l’Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, envoyé le 2 mars 2017 à 17h25, concernant la demande d’engagement à respecter les lignes directrices relativement aux niveaux sonores provenant d’un chantier de construction industriel, 2 pages;
- Courriel de M^{me} Carolina Rinfret, de TransCanada Pipeline Limited, à M^{me} André-Anne Gagnon, du ministère du Développement durable, de l’Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, envoyé le 23 novembre 2017 à 15h17, concernant la profondeur d’enfouissement de la conduite, 3 pages et 3 pièces jointes;
- Courriel de M^{me} Carolina Rinfret, de TransCanada Pipeline Limited, à M^{me} André-Anne Gagnon, du ministère du Développement durable, de l’Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, envoyé le 21 mars 2018 à 14h09, concernant le maintien des moyens de communication avec la communauté, 3 pages;
- MUNICIPALITÉ DE PIKE RIVER. Mémoire déposé au Bureau d’audiences publiques sur l’environnement dans le cadre de l’enquête et l’audience publique du projet prolongement Saint-Sébastien par TransCanada Pipelines Limited, mémoire DM2, novembre 2017, 9 pages et annexes;
- TRANSCANADA PIPELINES LIMITED. Projet prolongement Saint-Sébastien – Étude d’impact sur l’environnement – Rapport principal, par Groupe Conseil UDA inc., octobre 2016, 142 pages et 10 annexes;
- TRANSCANADA PIPELINES LIMITED. Projet prolongement Saint-Sébastien – Étude d’impact sur l’environnement – Addenda 1, par Groupe Conseil UDA inc., janvier 2017, 58 pages;
- TRANSCANADA PIPELINES LIMITED. Projet prolongement Saint-Sébastien – Étude d’impact sur l’environnement – Addenda 2, par Groupe Conseil UDA inc., janvier 2017, 15 pages;
- TRANSCANADA PIPELINES LIMITED. Projet prolongement Saint-Sébastien – Étude d’impact sur l’environnement – Addenda 3, par Groupe Conseil UDA inc., février 2017, 3 pages;
- TRANSCANADA PIPELINES LIMITED. Projet prolongement Saint-Sébastien – réponses aux questions et demandes, 2 mars 2018, 7 pages;

- TRANSCANADA PIPELINES LIMITED. Engagement n° 2 – Capacité du projet, déposé au Bureau d'audiences publiques sur l'environnement dans le cadre de l'enquête et l'audience publique du projet prolongement Saint-Sébastien par TransCanada Pipelines Limited, DA8, 16 octobre 2017, 1 page.

ANNEXES

ANNEXE 1 LISTE DES UNITÉS ADMINISTRATIVES DU MINISTÈRE, DES MINISTÈRES ET DE L'ORGANISME GOUVERNEMENTAL CONSULTÉS

L'évaluation de l'acceptabilité environnementale du projet a été réalisée par la Direction de l'évaluation environnementale des projets miniers et nordiques et de l'évaluation environnementale stratégique en collaboration avec les unités administratives concernées du Ministère ainsi que les ministères et l'organisme gouvernemental suivants :

- la Direction régionale de l'analyse et de l'expertise de la Montérégie;
- la Direction de l'eau potable et des eaux souterraines;
- la Direction des politiques de la qualité de l'atmosphère;
- la Direction de l'expertise en biodiversité;
- la Direction de l'évaluation environnementale des projets hydriques et industriels;
- la Direction de l'évaluation environnementale des projets nordiques et miniers;
- le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles;
- le ministère des Forêts, de la Faune et des Parcs;
- le ministère des Affaires municipales et de l'Occupation du territoire;
- le ministère de l'Agriculture des Pêcheries et de l'Alimentation;
- le ministère des Transports de la Mobilité durable et de l'Électrification des transports;
- la Régie du bâtiment du Québec;
- le ministère de la Sécurité publique.

ANNEXE 2 CHRONOLOGIE DES ÉTAPES IMPORTANTES DU PROJET

Date	Événement
2016-06-14	Réception de l'avis de projet au ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques
2016-06-21	Délivrance de la directive
2016-11-02	Réception de l'étude d'impact
2016-12-20	Transmission du document de questions et commentaires à l'initiateur
2017-01-20	Réception des réponses – addenda n° 1
2017-01-30	Réception des réponses – addenda n° 2
2017-02-06	Transmission d'une demande d'information complémentaire 1
2017-02-17	Transmission d'une demande d'information complémentaire 2
2017-02-20	Transmission d'une demande d'information complémentaire 3
2017-02-23	Réception des réponses – addenda n° 3
2017-04-04 au 2017-05-19	Période d'information et de consultation publiques
2017-07-03 au 2017-08-08	Période de médiation
2017-10-10 au 2018-01-11	Période d'audience publique
2018-03-13	Décision de la CPTAQ favorable à la réalisation du projet
2018-03-21	Réception des dernières informations de l'initiateur de projet
2018-03-20	Réception du dernier avis des ministères et organismes