

RÉPONSES DU PROMOTEUR AUX QUESTIONS SUPPLÉMENTAIRES DU BAPE DATÉES DU 7 NOVEMBRE 2017

Question no. 1 :

Au DA9 (p. 12), il est indiqué :

« Les politiques et les pratiques de TransCanada concernant la planification des interventions d'urgence excèdent les exigences réglementaires normalisées s'appliquant à l'intervention d'urgence. »

En quoi les exigences réglementaires normalisées sont-elles dépassées ? Une réponse sous forme de tableau (ce qui est demandé vs ce que fait TransCanada) serait appréciée.

Réponse du Promoteur :

Comme indiqué au chapitre 8 de l'étude d'impact sur l'environnement (PR3.1), TransCanada possède un Programme de gestion des urgences détaillé dont l'ensemble des procédures prévues en cas d'urgence est incorporé dans un document intitulé *Emergency Management - Corporate Program Manual* (Gestion des urgences - Manuel du programme corporatif). L'objectif est d'assurer la protection des collectivités ainsi que de rencontrer ou excéder les meilleures pratiques de l'industrie et les exigences réglementaires. Plus spécifiquement, le but du Programme de gestion des urgences est de fournir une approche cohérente et globale de la gestion des urgences au sein de TransCanada. Le Programme guide tous les aspects de la planification d'urgence, de la préparation à la réponse au terrain, pour assurer la sécurité et la sûreté du public.

Le Programme de gestion des urgences a été développé selon la norme CSA-Z731-00 et le *Règlement de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres*, ainsi que les meilleures pratiques de l'industrie.

En matière de gestion des situations d'urgence, le *Règlement de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres* prévoit essentiellement que :

32 (1) *La compagnie établit, met en oeuvre 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.*

Considérant que l'article 32 constitue une exigence réglementaire fondée sur des objectifs, il est plutôt difficile, comme demandé par la Commission, de fournir une réponse sous forme de tableau en comparant ce qui est demandé vs ce que fait TransCanada. Ceci étant dit, nous fournissons par la présente quelques exemples qui détaillent comment TransCanada surpasse des exigences réglementaires s'appliquant aux interventions d'urgence.

À titre d'exemple, les notes d'orientation relative au *Règlement de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres* précisent que le programme de gestion de situations d'urgence doit satisfaire aux exigences de l'article 4 dudit règlement. Cet article prévoit que tous les pipelines seront exploités conformément à un certain nombre de normes de la CSA, mais les normes énumérées n'incluent pas la norme CSA-Z731-00. Or, il s'agit ainsi d'un cas plus concret pour lequel TransCanada applique une norme qui dépasse les exigences réglementaires de l'Office.

Aussi, à titre d'exemple, et nonobstant l'absence d'une norme claire relative à un temps de réponse prescrit, TransCanada adopte les lignes directrices de l'Association canadienne de pipelines d'énergie relatives au délai d'intervention pour tous les pipelines de pétrole brut et de gaz naturel réglementés par l'Office comme norme d'intervention dans le cadre du Programme de gestion des urgences et au surplus. TransCanada utilise aussi ces lignes directrices comme norme applicable pour ses actifs non réglementés par l'Office.

Par ailleurs, le Programme de gestion des urgences de TransCanada qui s'adresse à la fois aux activités réglementées et non réglementées de l'entreprise vise à appliquer la législation la plus stricte à toutes ses unités d'affaires (Pipelines liquide, Pipelines de gaz naturel, Énergie) au Canada, aux États-Unis et au Mexique, et ce, indépendamment de la juridiction réglementaire et ainsi, ce programme surpasse les exigences réglementaires normalisées. Par exemple, TransCanada est assujettie à la norme américaine suivante : « Occupational Safety and Health Administration (OSHA) Hazardous Waste Operations and Emergency Response (Hazwoper) Standard, 29 CFR 1010.120 ». Cette norme est appliquée par TransCanada à tout le personnel qui peut participer directement à des opérations d'intervention en cas de rejets ou de menaces substantielles de rejets de substances dangereuses. Bien qu'il ne s'agisse pas d'une exigence réglementaire au Canada, TransCanada a adopté, à titre de pratique exemplaire, des éléments relatifs aux exigences de formation du Hazwoper et a appliqué ces exigences à ses opérations canadiennes, et principalement à son unité d'affaire de pipelines liquide.

Question no. 2 :

Au DA9 (p. 14), il est indiqué :

« TransCanada, qui exerce ses activités dans toute l'Amérique du Nord, a des bureaux établis dans les principales communautés. Chaque région dispose d'une équipe complète d'employés qualifiés, formés à la sécurité des pipelines et à l'intervention en cas d'urgence ; grâce à eux, l'exploitation sûre et efficace de nos installations dans la région est assurée. »

**Où se situe le bureau de l'équipe dédiée aux interventions d'urgence advenant un accident sur le pipeline entre Saint-Sébastien et Pike River ?
Quel serait le délai d'intervention advenant un accident ?**

Réponse du Promoteur :

Tous nos techniciens suivent une formation en sécurité de gestion des pipelines et possèdent les compétences pour intervenir en cas d'urgence. Nos techniciens, qui sont mobiles, travaillent dans nos installations situées à St-Philippe, Les Cèdres et Magog. En ce sens, il n'y a pas de bureau d'équipe dédiée aux interventions d'urgence.

Lors d'un événement majeur, soit une baisse de plus de 50% de la pression du gazoduc, le délai d'intervention est très court puisque des vannes de sectionnement automatiques ferment le débit en moins de 20 secondes. Cette fermeture rapide permet de limiter la durée d'un événement, à 30 minutes dans le cas d'un événement survenant à Pike River et à 15 minutes pour un événement survenant à Saint-Sébastien.

Aussi, comme indiqué au chapitre 8 de l'étude d'impact sur l'environnement (PR3.1), pour tous les incidents et les situations d'urgence, TransCanada adhère aux lignes directrices sur les délais d'intervention élaborés par l'Association canadienne de pipelines d'énergie. Nous référons la Commission au tableau 8-1 (p.8-4) pour ces délais d'intervention qui représentent le temps maximal autorisé pour chaque phase d'intervention lors d'une urgence.

Rappelons enfin que le rôle de nos techniciens qui interviennent en cas d'urgence n'est pas de combattre un incendie le cas échéant, mais plutôt d'assurer la sécurité des installations et d'assister, au besoin, les intervenants municipaux.

Question no.3

Au DA9 (p. 12), il est indiqué :

« Dans l'éventualité peu probable d'un incident, TransCanada procéderait immédiatement à une enquête et interviendrait en arrêtant le pipeline (si nécessaire) et en déployant le personnel affecté aux urgences sur les lieux de l'incident. Les vannes espacées à intervalles précis le long des pipelines de TransCanada seront fermées, ce qui permettra d'isoler rapidement et efficacement l'incident. »

En quoi consiste l'enquête dont il est question et quel serait le délai de réaction pour arrêter le pipeline (si nécessaire) ? Le texte laisse supposer qu'une intervention humaine est nécessaire ... n'y a-t-il pas des vannes de sectionnement automatique ? Dans quelles circonstances, le cas échéant, chacune des interventions (à distance, manuellement sur place ou de façon automatique) est appliquée ?

Réponse du Promoteur :

i) Description de l'enquête

De façon générale, un incident est identifié par un nombre quelconque de sources, y compris, mais non limité à (a) le centre de contrôle observe une perte de pression dans une ligne; (b) un producteur ou un client a observé une perte ou un manque de pression dans ses installations et avise le centre de contrôle (c) un membre de la communauté observe un bruit ou un feu et appelle soit notre numéro d'urgence soit les services d'urgence; (d) notre personnel des opérations sur le terrain observe une anomalie au cours de ses tâches régulières.

Une fois qu'un problème a été identifié, s'il n'est pas déjà sur le site, notre personnel des opérations sur le terrain est contacté pour enquêter sur la source du problème. Une fois l'incident confirmé, d'autres mesures peuvent être prises pour évacuer le gaz du pipeline et assurer la sécurité du public, de l'environnement et du personnel.

Après la confirmation de l'incident, le ou les organismes de réglementation appropriés seront avisés de l'incident.

L'équipe d'intervention d'urgence restera à une distance sécuritaire du site de l'incident, jusqu'à ce qu'il soit possible de s'approcher, pour commencer les travaux de restauration et de réparation, le cas échéant, et de poursuivre l'enquête sur la cause de l'incident. Le site sera sécurisé afin d'assurer la sécurité du public et préserver le site pour la poursuite de l'enquête.

Une fois le pipeline réparé et sécurisé, la ligne sera remise en service.

Une enquête officielle sur l'incident sera menée et communiquée aux organismes de réglementation appropriés, ainsi que les mesures prises par TransCanada pour éviter qu'un incident similaire ne se reproduise.

ii) Vannes et délais

Plus précisément aux fins du présent projet, il y a quatre vannes de sectionnement, dont trois ferment automatiquement lorsque la pression chute d'environ 50% :

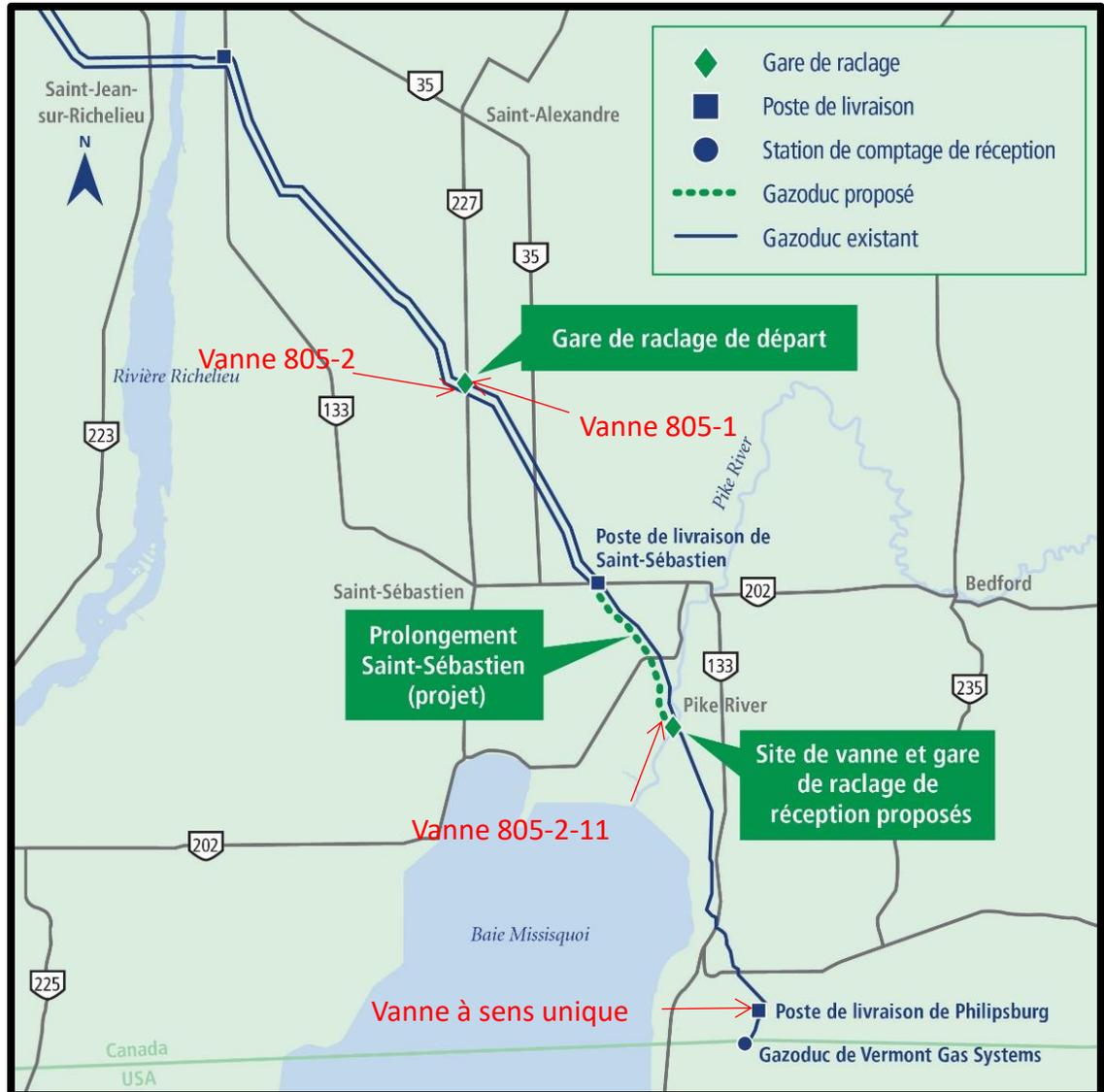
- Vanne MLV¹-805-1 (vanne de canalisation principale existante)
 - Située sur le gazoduc existant près de la gare de raclage (rang des Dussault), à 6,5 km en amont du poste de livraison de Saint-Sébastien
 - Fermeture automatique en huit secondes lorsque la pression chute à 400 psi (2748 kPa)
- Vanne MLV-805-2 (vanne de canalisation principale existante)
 - Située sur le gazoduc existant près de la gare de raclage (rang des Dussault) à 6,5 km en amont du poste de livraison de Saint-Sébastien
 - Fermeture automatique en 20 secondes lorsque la pression chute à 400 psi (2748 kPa)
- Vanne MLV-805-2-11 (vanne de canalisation principale projetée)
 - Située sur le prolongement du gazoduc (ligne projetée) près du site de vanne et de gare de raclage proposées près du chemin Molleur à quatre kilomètres en aval du poste de livraison
 - Fermeture automatique en 15 secondes lorsque la pression chute à 500 psi (3435 kPa)
- Vanne à sens unique
 - Localisée au poste de livraison de Philipsburg (à 8,8 km du site de vanne et gare de raclage proposées près du chemin Molleur)

Donc, lorsque la chute de pression est importante (environ 50% de la pression normale), l'intervention humaine n'est pas nécessaire pour isoler le pipeline.

La pression est mesurée et suivie en continu. Les lectures sont transmises à distance à notre centre de contrôle. Des alarmes sont en place à divers niveaux permettant au technicien de prendre action. Selon la situation, les actions seront de confirmer l'alarme et le cas échéant, de réduire ou de fermer complètement l'alimentation du gazoduc en activant certaines vannes de contrôle à distance. La confirmation du bien-fondé de l'alarme consiste à valider qu'il ne s'agit pas d'un problème d'instrument ou de transmission du signal. Dans tous les cas d'alarmes de pression, le technicien à la salle de contrôle contactera un technicien des opérations pour une intervention sur l'installation concernée.

¹ MLV signifie en anglais *Main Line Valve* et se traduit en français par vanne de canalisation principale.

Voir carte ci-dessous pour l'emplacement de ces quatre vannes :



Question no.4

Au DA11 (p. 3), il est indiqué :

« Si la pression chute dans le pipeline en raison d'une fuite, les vannes de canalisation principale à chaque extrémité de la Ligne 800 arrêtent automatiquement le débit de gaz. »

N'y a-t-il pas des vannes intermédiaires ? Quel est leur rôle en cas de fuite et en quoi se distinguent-elles des vannes aux extrémités de la ligne 800 ?

Réponse du Promoteur :

Sur la ligne 800, il y a huit vannes de sectionnement et une valve à sens unique ; cinq de ces valves sont à fermeture automatique lorsque la pression chute d'environ 50% :

- Vanne MLV 802-1 & 2
 - Automatisée, située au début de la ligne à la station de Saint-Phillipe
 - Fermeture automatique
- Vanne MLV 803-1 & 2
 - Manuelle seulement,
 - Sert à isoler la traversée de la rivière Richelieu pour des raisons opérationnelles
- Vanne MLV 804-1 & 2
 - Manuelle seulement,
 - Sert à isoler la traversée de la rivière Richelieu pour des raisons opérationnelles
- Vanne MLV-805-1
 - Située sur le gazoduc existant près de la gare de raclage (rang des Dussault), à 6,5 km en amont du poste de livraison de Saint-Sébastien
 - Fermeture automatique en huit secondes lorsque la pression chute à 400 psi (2748 kPa)
- Vanne MLV-805-2
 - Située sur le gazoduc NPS12 existant près de la gare de raclage (rang des Dussault) à 6,5 km en amont du poste de livraison de Saint-Sébastien
 - Fermeture automatique en 20 secondes lorsque la pression chute à 400 psi (2748 kPa)

- Vanne MLV-805-2-11 (projetée)
 - Située sur le prolongement du gazoduc (ligne projetée) près du site de vanne et de gare de raclage proposées près du chemin Molleur à quatre kilomètres en aval du poste de livraison
 - Fermeture automatique en 15 secondes lorsque la pression chute à 500 psi (3435 kPa)

- Vanne à sens unique : Il s'agit d'une valve qui empêche le gaz en aval de revenir en cas de chute de pression en amont isolant ainsi la portion touchée par une chute de pression.
 - Localisée au poste de livraison de Philipsburg (à 8,8 km du site de vanne et de la gare de raclage proposée près du chemin Molleur)

Question no.5

Au DA9, p. 2, il est indiqué :

« Le programme de sensibilisation du public de TransCanada couvre l'ensemble de ses opérations. Il assure des communications continues, auprès de public cible, à propos de la sécurité, de l'intégrité et des interventions en cas d'urgence. Dans le cadre de ce programme, le calendrier annuel de TransCanada est envoyé aux propriétaires privés situés le long des gazoducs ainsi qu'aux premiers répondants des municipalités localisées sur notre réseau de gazoduc. Le numéro d'urgence de TransCanada, les messages sur la sécurité et les interventions d'urgence sont les principaux messages qui sont véhiculés par ce calendrier. »

Pour le territoire du projet actuel, lorsque vous référez « aux propriétaires privés situés le long des gazoducs », s'agit-il de l'ensemble des propriétaires de la zone d'influence du pire scénario d'accident ou uniquement des propriétaires des lots traversés par le gazoduc ?

Réponse du Promoteur :

L'extrait cité ci-dessus par la Commission réfère au programme de sensibilisation de TransCanada en cours d'opération et en prévision d'un événement d'urgence. En cours d'opération normale, il n'y a pas de démarches particulières effectuées auprès des propriétaires présents dans la « zone d'influence du pire scénario ».

Par ailleurs, dans le cadre de l'élaboration du présent projet, en plus des démarches effectuées auprès des propriétaires directement concernés, des démarches ont été faites auprès des propriétaires voisins au projet identifiés dans un rayon de 200 m (voir volume 1 de l'étude d'impact sur l'environnement, section 2.4.2 -PR3.1) de ce dernier de même qu'auprès des propriétaires demeurant le long du chemin Molleur.

Dix propriétaires voisins ont été identifiés dans le rayon de 200 m. Ceux-ci ont été informés et invités à participer à la journée portes ouvertes organisée par TransCanada en décembre 2015. Deux propriétaires voisins étaient présents aux portes ouvertes. Les propriétaires voisins ont reçu la trousse d'information (lettre, feuillets/brochures d'information) du Projet en mai 2016. Ils ont également reçu de l'information de TransCanada lors du déroulement des différentes étapes du processus de l'Office national de l'énergie soit, en août 2016 (émission de l'ordonnance de l'Office) et en août 2017 lors de la publication de l'avis de modification de l'ordonnance de l'Office. Les propriétaires demeurant le long du chemin Molleur ont reçu des informations sur le projet (lettre, feuillets/brochures d'information) en mars 2017 alors qu'au mois d'août 2017, ils ont reçu l'avis de modification de l'Office.

Question no. 6

Vous indiquez que les mesures d'atténuation, telles la présence de vannes de sectionnement, ne sont pas considérées dans les calculs des conséquences du scénario de rupture totale. Vous poursuivez en nous décrivant brièvement l'impact du fonctionnement de ces vannes de fermeture automatique lors d'une rupture totale (DA1, p. 8). Vous indiquez par ailleurs que le scénario normalisé est défini comme le scénario d'accident dont les conséquences sont parmi les plus pénalisantes et en tenant compte des mesures de protection passive, mais pas des mesures de protection active (PR3.1, Annexe G, p. 15). Devons-nous comprendre que les vannes de sectionnement sont des mesures de protection active ? Pourquoi ces dernières ne font-elles pas partie des calculs de conséquences ? Que pourraient être des mesures de protection passive, au moins pour les plus proches résidences à Saint-Sébastien ?

Réponse du Promoteur :

Les vannes de sectionnement sont des mesures de protection actives. Ces dernières ne font pas partie des calculs de conséquences des scénarios d'accidents normalisés, mais pourraient être considérées dans les calculs des conséquences des scénarios alternatifs, comme recommandé par la méthodologie du Conseil pour la réduction des accidents industriels majeurs (CRAIM). Les mesures de protection actives ne sont pas considérées pour les scénarios normalisés afin d'obtenir des résultats permettant une comparaison des installations entre elles, d'où le terme « normalisé ». Le scénario normalisé permet de vérifier si des conséquences peuvent dépasser les limites de l'installation. Les conséquences du scénario normalisé sont pénalisantes, car elles ne tiennent pas compte des mesures de protection active. Dans le cas du prolongement du gazoduc, la présence de vannes de sectionnement activées automatiquement à la suite d'une chute de pression importante dans le gazoduc permettra de réduire la durée et l'intensité de l'événement. Le scénario de rupture totale avec l'activation automatique des vannes de sectionnement peut être considéré comme un scénario alternatif.

Des mesures de protection passives existent, mais il n'apparaît pas nécessaire de prévoir de telles mesures pour les résidences du secteur de Pike River en raison de la présence des vannes de sectionnement et de l'utilisation d'une épaisseur plus élevée de l'acier utilisé dans la conception et la construction du gazoduc que celle requise par le code.

En complément à la présente réponse, nous déposons un rapport plus précis quant à l'évaluation des effets des vannes sur la réduction des conséquences potentielles des feux en chalumeau en cas de rupture du gazoduc.