Rapport

Énergir

Rapport final

Analyse des risques technologiques du projet de desserte en gaz naturel de la Zone Industrielle Portuaire (ZIP) du Saguenay

Par :

Services É-risque industriel majeur Inc. (É-RISQUE)

1636, rue Timothée-Kimber, Chambly, Québec, Canada, J3L0P3

Téléphone : 514-835-0930

www.e-risque.ca

13 juin 2019

Projet : PO113

Rapport no : PO113-3-RF

Yves Dubeau, ing. (OIQ 33071)
Yves Dubeau Services Conseils
6307 41ième avenue, Montréal
(Québec) H1T 2T8

Robert Rousseau, Ing.
Directeur projets majeurs infrastructure réseau, Énergir
1717 Rue du Havre, Montréal, QC H2K 2X3

14/06/2019

Cher collègue,

À votre demande, j'ai revu en détails le rapport final *Analyse des risques technologiques du projet de desserte en gaz naturel de la Zone Industrielle Portuaire (ZIP) du Saguenay* daté du 13 juin 2019. Cette revue s'est effectuée de la façon suivante :

1. Lecture et analyse préliminaire du rapport, pour relever les questionnements et points de discussion éventuels;
2. Revue détaillée de la démarche, des outils utilisés et des résultats obtenus lors d'une rencontre de travail avec Éric Clément de É-Risque tenue le 15 avril 2019;
3. Lecture finale du rapport et rédaction du présent document.

Suite à la revue effectuée, je considère le rapport en question comme étant respectueux des règles de l'art et ses conclusions en accord avec les meilleures pratiques dans le domaine. Le détail de ma revue apparait en annexe de cette lettre.

En espérant le tout conforme aux attentes, veuillez agréer l'expression de mes meilleurs sentiments,



Yves Dubeau, ing. (OIQ 33071)
Yves Dubeau Services Conseils

Détails de la revue du rapport final *Analyse des risques technologiques du projet de desserte en gaz naturel de la Zone Industrielle Portuaire (ZIP) du Saguenay*

1. Description des installations et schémas d'aménagement détaillés : Les plans détaillés d'aménagement des postes de vannes et de livraison n'étaient pas disponibles au moment où s'est faite l'analyse des risques technologiques majeurs. Le consultant a donc situé les sources de risque au centre des terrains prévus pour leur aménagement. Étant donné leur éloignement des zones occupées, cette simplification est acceptable. Le consultant a cependant eu accès à l'inventaire complet des équipements prévus dans chacun des postes via son client;
2. Méthodologie utilisée : la démarche prescrite par le Ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MDDELCC) détaillée dans *Guide d'analyse de risques d'accidents technologiques majeurs* (Théberge, 2002) a été rigoureusement suivie;
3. Les évènements dangereux susceptibles de se produire ont été correctement identifiés et sont conformes aux pratiques usuelles pour les pipelines de gaz naturel. Les arbres d'évènement qui en découlent sont correctement présentés;
4. Les logiciels utilisés pour la modélisation des conséquences (PHAST 8.11 de DNV GL) et de calcul du risque individuel (SAFETI de DNV GL) sont reconnus internationalement pour ce type d'application. Les taux de fuite obtenus via PHAST sont conservateurs tels que démontré dans le rapport;
5. Les seuils d'effet utilisés sont conformes aux exigences du MDDELCC (guide de 2002 mentionné précédemment) et aux recommandations du CRAIM (*Les valeurs de référence des seuils d'effets pour la planification des mesures d'urgence et l'aménagement du territoire*, 2ième édition, février 2015);
6. Modélisation des conséquences : les résultats obtenus sont réalistes et représentatifs d'accidents réels survenus dans le monde. Par exemple, l'incident de Ghislenghien du 30 juillet 2004 en Belgique concernait un pipeline de transmission de gaz naturel de 1 mètre de diamètre (environ 39 pouces vs les 16 pouces de celui d'Énergir) exploité à une pression de 80 bars (8 000 kPa, vs 7 070 kPa pour celui d'Énergir). La rupture en guillotine du pipeline, alimentée par les deux côtés, a entrainé des blessures sérieuses aux personnes à 450 mètres du lieu de l'incident (voir document ci-joint). Le scénario de planification des mesures d'urgence rapporté dans le rapport à l'étude ici nous donne des distances au seuil de 5 kW/m^2 qui varient entre 350 et 425 mètres (tableau 8, page 19). Ces données m'apparaissent conservatrices par rapport à la réalité vu le plus petit diamètre et la pression plus basse du pipeline d'Énergir.
7. Le cas d'infiltration de gaz naturel dans un bâtiment adjacent suite à une fuite en provenance du pipeline est bien traité, de même que celui d'une fuite intérieure au poste de livraison appartenant à Énergir. Le potentiel d'infiltration souterraine dans un bâtiment adjacent suite à une fuite non détectée en hiver (le sol gelé empêchant la dispersion verticale) n'est pas traité. Je considère cette omission acceptable car il y a peu de bâtiments à proximité du pipeline à l'étude. La probabilité d'un tel évènement serait de toute façon très faible et n'aurait que peu d'incidence sur le calcul de risque individuel.

8. Le choix des fréquences des évènements accidentels est bien expliqué et adéquat. Les ingénieurs du client Énergir ont d'ailleurs vérifié et entériné ces choix. La même conclusion peut être tirée du choix des probabilités d'ignition d'une fuite de gaz. Les courbes de risque individuel de décès tirées de SAFETI sont ainsi considérées valides;
9. L'utilisation des critères du CCAIM pour l'aménagement du territoire en fonction du risque annuel de décès est appropriée et conforme aux pratiques habituelles au Québec. Les conclusions tirées par le consultant sont ainsi appropriées.

Rapport

Énergir

Rapport final

Analyse des risques technologiques du projet de desserte en gaz naturel de la Zone Industrielle Portuaire (ZIP) du Saguenay

Par :

Services É-risque industriel majeur Inc. (É-RISQUE)

1636, rue Timothée-Kimber, Chambly, Québec, Canada, J3L0P3

Téléphone : 514-835-0930

www.e-risque.ca

13 juin 2019

Projet : PO113

Rapport no : PO113-3-RF

Rapport final

Analyse des risques technologiques du projet de desserte en gaz naturel de la Zone Industrielle Portuaire (ZIP) du Saguenay

Préparé par :

Eric Clément, M.Env., ABCP

Président, É-risque

1636, rue Timothée-Kimber, Chambly, Québec, Canada, J3L0P3

514-835-0930



Révisé par :

Yves Dubeau, Ing. Président, Yves Dubeau Services Conseils

Revu par :

Robert Rousseau, Ing. Directeur projets majeurs infrastructure réseau, *Énergir*

Pierre-André Blais, Ing., Chargé d'ingénierie, *Énergir*

Stéphane Beauregard, Conseiller mesures d'urgence et continuité des opérations, *Énergir*

Xavier Leblanc, technicien de projets, *Énergir*

Rémi Beylot, Conseiller mesures d'urgence et continuité des opérations, *Énergir*

LISTE DES MODIFICATIONS

Rapport No	Date	Modifications
PO113-1-RF	15 octobre 2018	1ère version
PO113-2-RF	16 octobre 2018	2ème version finale avec corrections mineures
PO113-3-RF	13 juin 2019	3ème version finale avec corrections mineures

TABLE DES MATIÈRES

LISTE DES MODIFICATIONS 3

1 CONTEXTE, OBJECTIFS VISÉS ET PORTÉE DE L'ÉTUDE 6

1.1 MÉTHODOLOGIE 6
1.2 LIMITATIONS 6

2 DESCRIPTION DU SITE À L'ÉTUDE ET DU PROJET 7

2.1 DESCRIPTION DES SUBSTANCES DANGEREUSES À L'ÉTUDE 7
2.2 DESCRIPTION DES ACTIVITÉS ET DES ÉQUIPEMENTS 8

3 IDENTIFICATION DES ÉLÉMENTS SENSIBLES À PROXIMITÉ 9

4 IDENTIFICATION DES DANGERS ET ÉVALUATION DES CONSÉQUENCES 11

4.1 IDENTIFICATION DES RISQUES EXTERNES 11
4.2 IDENTIFICATION DES DANGERS 13
4.2.1 Caractéristiques physico-chimiques des substances 13
4.2.2 Événements dangereux pouvant survenir durant l'exploitation du gazoduc 13
4.2.3 Cas de fuite dans le bâtiment du poste de livraison avec ignition et explosion 15
4.3 ÉVALUATION DES CONSÉQUENCES DES ÉVÉNEMENTS ACCIDENTELS 15
4.3.1 Logiciel utilisé pour les modélisations des conséquences 15
4.3.2 Débits de fuite utilisés 16
4.3.3 Paramètres de modélisation 16
4.3.4 Seuils d'effet utilisés pour les effets sur la santé et la vie 17
4.3.5 Seuils d'effet utilisés pour la planification des mesures d'urgence 17
4.3.6 Limites des simulations 18
4.3.7 Scénario normalisé d'accidents 18
4.3.8 Scénario alternatifs 19
4.3.9 Scénario de planification des mesures d'urgence 19
4.3.10 Cas d'infiltration dans un bâtiment adjacent 20

5 ÉVALUATION DES RISQUES 22

5.1 LOGICIEL UTILISÉ POUR LE CALCUL DU RISQUE INDIVIDUEL 22
5.2 FRÉQUENCE DES ÉVÉNEMENTS ACCIDENTELS 22
5.2.1 Choix retenu pour les conduites souterraines 22
5.2.2 Choix retenu pour les conduites hors-terre 23
5.2.3 Choix retenu pour les autres équipements 23
5.3 RÉPARTITION DES TYPES DE FUITE 24
5.4 PROBABILITÉ D'IGNITION 26
5.5 ROSE DES VENTS ET RÉPARTITION JOUR-NUIT 27
5.6 CRITÈRES DE VULNÉRABILITÉ 28
5.7 CRITÈRES D'ACCEPTABILITÉ DU RISQUE INDIVIDUEL 30
5.8 RÉSULTATS DES CALCULS DU RISQUE INDIVIDUEL 31
5.8.1 Poste de vanne avec gare de lancement 31
5.8.2 Gazoduc de transmission de 16pouces, classe 7070 kPa 32
5.8.3 Gazoduc d'alimentation de 12pouces, classe 2400 kPa 33
5.8.4 Poste de livraison avec gare de réception 34
5.9 INCERTITUDE ET CONSERVATISME DANS L'ÉVALUATION DU RISQUE INDIVIDUEL 35

6 MESURES DE GESTION DES RISQUES ET DE LA SÉCURITÉ 36

7 CONCLUSION 37

7.1 ZONES DE PLANIFICATION DES MESURES D'URGENCE 37
7.2 ZONES D'AMÉNAGEMENT DU TERRITOIRE 37

8 RÉFÉRENCES 38

9 ANNEXE 1 – FICHE DE DONNÉES DE SÉCURITÉ DU GAZ NATUREL 40

10 ANNEXE 2 – HISTORIQUE D'ACCIDENTS 47

11 ANNEXE 3 – DESCRIPTION DES SCÉNARIOS D'ACCIDENTS 60

Figure 1 : Démarche de l'analyse (MENV, 2002) 6
Figure 2 : Vue du site à l'étude 7
Figure 3 : Arbre d'événements à la suite d'une fuite majeure sur gazoduc de gaz naturel 14
Figure 4 : Arbre d'événements à la suite d'une fuite mineure de gaz naturel 14
Figure 5 : Profil de dispersion maximal pour 50% LEL - rupture complète du gazoduc de transmission 21
Figure 6 : Répartition de la vitesse et de la direction des vents (station météo de Jonquière) – conditions de nuit 28
Figure 7 : Critères d'acceptabilité du risque (CCAIM) 30
Figure 8 : Profil du niveau de risque individuel pour le poste de vanne (gare de lancement) – combinaison jour et nuit 31
Figure 9 : Profil du niveau de risque individuel de chaque côté du gazoduc de transmission – combinaison jour et nuit 32
Figure 10 : Profil du niveau de risque individuel de chaque côté du gazoduc d'alimentation - combinaison jour et nuit 33
Figure 11 : Profil du niveau de risque individuel pour le poste de livraison (gare de réception) – combinaison jour et nuit 34

Tableau 1 : Caractéristiques des substances dangereuses sur le site 7
Tableau 2 : Éléments sensibles dans la zone d'étude de 500m 9
Tableau 3 : Principaux paramètres de modélisation 16
Tableau 4 : Seuils d'effet utilisés pour les effets sur la vie 17
Tableau 5 : Seuils d'effet utilisés pour les effets sur la santé 17
Tableau 6 : Seuils d'effet utilisés pour la planification des mesures d'urgence 18
Tableau 7 : Distances maximales des effets – Boule de feu à la suite de la rupture complète du gazoduc de transmission 18
Tableau 8 : Distance maximale pour le scénario de planification des mesures d'urgence (gazoduc de transmission) 19
Tableau 9 : Distance maximale pour le scénario de planification des mesures d'urgence (gazoduc d'alimentation) 20
Tableau 10 : Fréquences de fuite pour les conduites hors-terre de gaz naturel (UKHSE, 2012) 23
Tableau 11 : Fréquences de fuite utilisées pour les valves manuelles (tiré de DNVGL, 2012) 24
Tableau 12 : Fréquences de fuite utilisées pour les valves avec actuateur (tiré de DNVGL, 2012) 24
Tableau 13 : Fréquences de fuite utilisées pour les brides (tiré de DNVGL, 2012) 24
Tableau 14 : Répartition des types de fuite (gazoduc de transmission) 24
Tableau 15 : Répartition des types de fuite (gazoduc d'alimentation) 25
Tableau 16 : Fréquences de fuite ajustées selon la répartition des types de fuite (gazoduc de transmission) 25
Tableau 17 : Fréquences de fuite ajustées selon la répartition des types de fuite (gazoduc d'alimentation) 25
Tableau 18 : Probabilité d'ignition immédiate (BEVI, 2009) 26
Tableau 19 : Probabilité d'ignition pour le gazoduc de transmission 27
Tableau 20 : Probabilité d'ignition pour le gazoduc d'alimentation 27
Tableau 21 : Critères de vulnérabilité 29
Tableau 22 : Accidents en Amérique du Nord 1980-2018 48
Tableau 23 : Accidents canadiens 1980-2018 54

1 CONTEXTE, OBJECTIFS VISÉS ET PORTÉE DE L'ÉTUDE

Conformément aux directives émises par le MDDELCC en avril 2018, *Énergir* a complété une analyse des risques technologiques dans le cadre de son Projet de gazoduc reliant le port de Saguenay à son réseau gazier existant. La démarche générale de l'analyse des risques technologiques du Projet est basée sur les exigences du Guide « Analyse de risques d'accidents technologiques majeurs » du MDDELCC. Cette analyse permet d'identifier les scénarios d'accidents qui pourraient se produire, d'évaluer les conséquences possibles pour la population et les installations à proximité, et de juger de l'acceptabilité du Projet en matière de risques technologiques. *Énergir* a mandaté la firme Services É-risque industriel majeur Inc. pour réaliser cette étude.

1.1 Méthodologie

L'analyse des risques technologiques d'un projet a pour but d'identifier les accidents majeurs susceptibles de se produire, d'évaluer les conséquences possibles pour la communauté et le milieu et de juger de l'acceptabilité du projet en matière de risques. Elle sert également à identifier les mesures de protection à mettre en place afin d'éviter ces accidents potentiels ou de réduire leur fréquence et leurs conséquences. La démarche utilisée répond aux exigences du guide d'analyse des risques technologiques majeurs du ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs (MENV, 2002). Les premières étapes consistent à identifier les éléments sensibles du milieu et les dangers externes ainsi qu'à établir un historique des accidents survenus dans le passé pour des projets semblables. Par la suite, les conséquences potentielles de scénarios normalisés et alternatifs sont évaluées s'il y a un potentiel d'accidents majeurs. Si les scénarios d'accidents peuvent affecter les éléments sensibles identifiés, une évaluation additionnelle est effectuée au niveau des fréquences d'occurrence et des risques. Enfin, on précise les mesures de sécurité à mettre en place afin d'éliminer ou de réduire les risques d'accident et on établit un plan de gestion des risques en vue de gérer les risques résiduels qui ne peuvent être éliminés (figure 1).

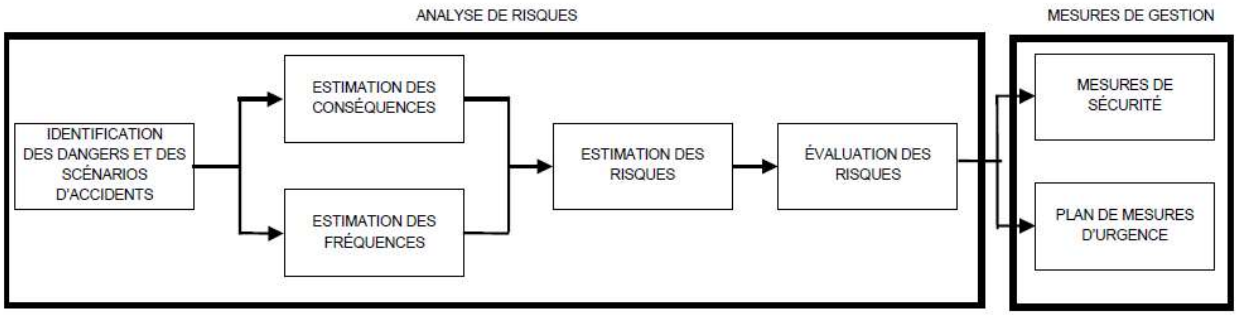


Figure 1 : Démarche de l'analyse (MENV, 2002)

1.2 Limitations

Lorsque les résultats ou recommandations découlant des études, audits, analyses, modélisations ou tout autre rapport émis par É-risque pourraient amener le client à modifier la conception d'une installation, d'un ouvrage, d'un bâtiment ou d'un équipement, ces résultats ne constituent pas un intrant à signer et sceller conjointement les plans et devis. Le client demeure entièrement responsable de la conception ou modification subséquente d'une installation, d'un ouvrage, d'un bâtiment ou d'un équipement et doit le faire signer et sceller par un ingénieur lorsque requis par la loi.

Le présent rapport a été établi sur la base des informations fournies à É-risque, des données (scientifiques ou techniques) disponibles et objectives et de la réglementation en vigueur. La responsabilité de É-risque ne pourra être

engagée si les informations qui lui ont été communiquées sont incomplètes ou erronées. Les avis, recommandations, préconisations ou équivalent qui seraient portés par É-risque dans le cadre des prestations qui lui sont confiées, peuvent aider à la prise de décision. Le rôle de É-risque est d'aider à la prise de décision, cependant, É-risque n'intervient pas dans la prise de décision proprement dite. La responsabilité de É-risque ne peut donc se substituer à celle du client (décideur). Le destinataire utilisera les résultats inclus dans le présent rapport intégralement ou sinon de manière objective. Son utilisation sous forme d'extraits ou de notes de synthèse sera faite sous la seule et entière responsabilité du destinataire. Il en est de même pour toute modification qui y serait apportée. É-risque se dégage de toute responsabilité pour chaque utilisation du rapport en dehors de la destination de la prestation.

2 DESCRIPTION DU SITE À L'ÉTUDE ET DU PROJET

Le projet consiste à construire un gazoduc de transport de gaz naturel pour alimenter le secteur du port de Saguenay. En bleu vert (figure 2) se trouve le tracé du gazoduc de transmission et en rouge se trouve le tracé du gazoduc d'alimentation. Le poste de vanne (gare de lancement, et vanne de sectionnement) est situé à l'extrémité sud-ouest du gazoduc de transmission et le poste de livraison (incluant la gare de réception) se trouve à l'extrémité nord-est du gazoduc de transmission. Un poste de mesurage sera aussi installé chez le client.

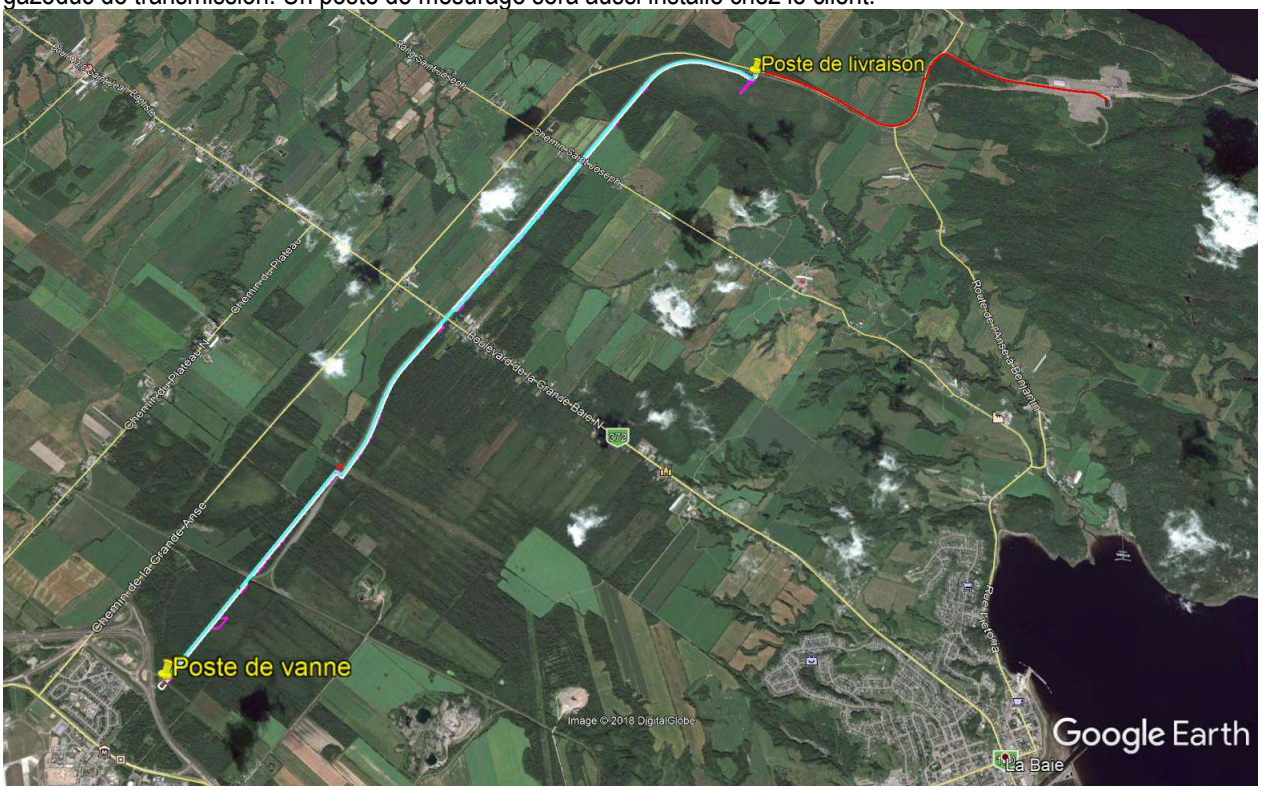


Figure 2 : Vue du site à l'étude

2.1 Description des substances dangereuses à l'étude

Tableau 1 : Caractéristiques des substances dangereuses sur le site

	Point éclair	Point ébullition	Limite d'inflammabilité
Gaz naturel	-188°C	-161°C	UEL : 14,9% LEL : 4,9%

2.2 Description des activités et des équipements

Le projet consiste en un poste de vanne comportant une gare de lancement du racleur, un gazoduc de transmission de 16 pouces de diamètre à une pression maximale d'opération de 7070 kPa et d'une longueur de 9,6km, un gazoduc d'alimentation de 12 pouces de diamètre à une pression maximale d'opération de 2400 kPa et d'une longueur de 4,2 km ainsi que d'un poste de livraison comportant une gare de réception du racleur.

Le gazoduc de transmission de 16 pouces de diamètre à une pression maximale d'opération de 7070 kPa sera enfoui à une profondeur qui varie entre 1,2 m, et 1,6m. Le gazoduc d'alimentation de 12 pouces de diamètre à une pression maximale d'opération de 2400 kPa sera enfoui à une profondeur qui varie entre 1,0m, et 1,2m. Les conduites seront en acier d'une épaisseur de 6,35mm.

La liste des équipements prévus dans les 2 postes (nombre et longueur de tuyauterie) se trouve à l'annexe 3.

À noter que pour les fins de cette analyse, les équipements suivants n'ont pas été considérés :

- Les équipements de raclage étant donné que les vannes sont fermées en permanence et donc que la quantité de gaz pouvant fuir est très limitée (négligeable)
- Les conduites et équipements de diamètre de moins de 4po (distance d'effets négligeable versus les autres)
- Les réducteurs sur les conduites. Ceux-ci sont soudés et leur fréquence de bris est assumée incluse dans la fréquence de bris de la conduite.
- Le poste de mesurage chez le client

3 IDENTIFICATION DES ÉLÉMENTS SENSIBLES À PROXIMITÉ

Les éléments sensibles sont ceux qui, en raison de leur proximité, pourraient être affectés par un accident majeur impliquant le gazoduc. Il s'agit généralement de la population, des lieux et édifices publics, des infrastructures de service hors terre et des établissements avec des quantités significatives de matières dangereuses.

Le tracé de ce projet est surtout en milieu forestier avec quelques sections de gazoduc en milieu rural avec quelques habitations. Les éléments sensibles ont été identifiés à partir de cartes et de bases d'information diverses ainsi que d'un relevé terrain effectué par UDA, la firme responsable de réaliser l'étude d'impact sur l'environnement du projet.

Le tableau 2 dresse la liste des principaux éléments sensibles du milieu présents dans un corridor de 500 m de chaque côté du tracé des gazoducs. Cette distance a été retenue en fonction des résultats des analyses de risques pour des projets similaires.

À noter que l'inclusion de ces éléments sensibles dans ce tableau ne signifie pas nécessairement qu'ils sont suffisamment près du gazoduc pour être affectés en cas d'accident majeur. Les éléments qui pourraient être réellement affectés sont précisés à la section 4.3.9, après l'étape d'analyse des conséquences.

Tableau 2 : Éléments sensibles dans la zone d'étude de 500m

ELEMENTS	CODE	X	Y	Distance du tracé
Résidence unifamiliale	R1	-70,950625	48,375082	31,59
Résidence unifamiliale	R1	-70,949922	48,375682	33,8
Résidence unifamiliale	R1	-70,933787	48,391997	59,36
Commerce léger (magasin individuelle, dépanneur, restaurant, etc.)	C1	-70,863616	48,400374	69,2
Résidence unifamiliale	R1	-70,951753	48,375627	71,64
Résidence unifamiliale	R1	-70,949931	48,374764	93,9
Résidence unifamiliale	R1	-70,949288	48,375324	95,21
Résidence unifamiliale	R1	-70,949646	48,374613	120,91
Résidence unifamiliale	R1	-70,948962	48,374977	137,59
Résidence unifamiliale	R1	-70,949371	48,374566	140,42
Résidence unifamiliale	R1	-70,952531	48,376078	147,76
Duplexe, semi-détaché	R2	-70,952132	48,376472	150,07
Résidence unifamiliale	R1	-70,948729	48,374891	157,13
Bâtiment d'élevage (laitière, porcherie …)	A2	-70,947816	48,375529	169,33
Résidence unifamiliale	R1	-70,949063	48,374402	169,61
Bâtiment d'élevage (laitière, porcherie …)	A2	-70,935207	48,392381	169,88
Résidence unifamiliale	R1	-70,948449	48,374743	183,59
Résidence unifamiliale	R1	-70,952956	48,376311	188,49
Résidence unifamiliale	R1	-70,952623	48,37672	195,65
Résidence unifamiliale	R1	-70,948671	48,374139	210,31
Résidence unifamiliale	R1	-70,935508	48,392732	210,69

ELEMENTS	CODE	X	Y	Distance du tracé
Résidence unifamiliale	R1	-70,9482	48,374555	210,91
Résidence unifamiliale	R1	-70,953666	48,376616	250,9
Bâtiment agricole (hangar, grange)	A1	-70,95303	48,377192	251,13
Résidence unifamiliale	R1	-70,948206	48,373933	251,63
Bâtiment agricole (hangar, grange)	A1	-70,949441	48,380443	252,37
Bâtiment agricole (hangar, grange)	A1	-70,888629	48,393413	253,09
Commerce léger (magasin individuelle, dépanneur, restaurant, etc.)	C1	-70,947949	48,373664	284,75
Commerce léger (magasin individuelle, dépanneur, restaurant, etc.)	C1	-70,946708	48,374374	311,71
Résidence unifamiliale	R1	-70,947029	48,37404	314,68
Résidence unifamiliale	R1	-70,94673	48,373823	346,83
Parc municipal, provincial	IP11	-70,985686	48,343778	347,33
Bâtiment agricole (hangar, grange)	A1	-70,963745	48,366078	352,92
Résidence unifamiliale	R1	-70,947066	48,373396	354,99
Duplexe, semi-détaché	R2	-70,985771	48,34321	362,1
Résidence unifamiliale	R1	-70,946378	48,373721	374,53
Résidence unifamiliale	R1	-70,985947	48,343046	379,12
Résidence unifamiliale	R1	-70,946831	48,373218	380,85
Résidence unifamiliale	R1	-70,986118	48,342871	396,7
Triplex, maison de ville plus de 2 unités	R3	-70,986453	48,343855	403,9
Résidence unifamiliale	R1	-70,946005	48,373571	406,67
Résidence unifamiliale	R1	-70,98623	48,34277	408,07
Triplex, maison de ville plus de 2 unités	R3	-70,986473	48,343305	411,17
Résidence unifamiliale	R1	-70,94645	48,373092	411,82
Résidence unifamiliale	R1	-70,985648	48,341727	422,18
Résidence unifamiliale	R1	-70,986374	48,342641	422,83
Triplex, maison de ville plus de 2 unités	R3	-70,986745	48,344216	426,61
Duplexe, semi-détaché	R2	-70,985919	48,341867	430,22
Résidence unifamiliale	R1	-70,985482	48,341455	430,84
Résidence unifamiliale	R1	-70,986566	48,342479	442,52
Duplexe, semi-détaché	R2	-70,985397	48,34122	443,28
Résidence unifamiliale	R1	-70,946186	48,372851	443,47
Triplex, maison de ville plus de 2 unités	R3	-70,986998	48,343954	444,19
Duplexe, semi-détaché	R2	-70,986357	48,342068	447,24
Bâtiment agricole (hangar, grange)	A1	-70,928654	48,388909	449,35
Résidence unifamiliale	R1	-70,9456	48,373256	451,6
Triplex, maison de ville plus de 2 unités	R3	-70,987007	48,343221	451,7

ELEMENTS	CODE	X	Y	Distance du tracé
Résidence unifamiliale	R1	-70,928058	48,389343	457,46
Résidence unifamiliale	R1	-70,985355	48,340962	461,08
Duplexe, semi-détaché	R2	-70,986045	48,341442	464,59
Duplexe, semi-détaché	R2	-70,986782	48,342235	467,7
Résidence unifamiliale	R1	-70,945914	48,372712	468,87
Résidence unifamiliale	R1	-70,876576	48,40792	469,95
Triplex, maison de ville plus de 2 unités	R3	-70,987311	48,344437	470,81
Duplexe, semi-détaché	R2	-70,987137	48,342822	470,82
Résidence unifamiliale	R1	-70,945313	48,373151	475,61
Résidence unifamiliale	R1	-70,986649	48,341781	481,57
Duplexe, semi-détaché	R2	-70,985928	48,341043	485,8
Duplexe, semi-détaché	R2	-70,987162	48,342404	486,72
Résidence unifamiliale	R1	-70,955721	48,378335	487
Résidence unifamiliale	R1	-70,985471	48,340668	490,76
Duplexe, semi-détaché	R2	-70,986607	48,341548	492,26
Triplex, maison de ville plus de 2 unités	R3	-70,987669	48,343954	493,9
Bâtiment d'élevage (laitière, porcherie …)	A2	-70,957555	48,37681	495,37

4 IDENTIFICATION DES DANGERS ET ÉVALUATION DES CONSÉQUENCES

4.1 Identification des risques externes

Dans le cadre de cette étude, les risques externes sont des événements d'origine naturelle ou anthropique situé dans l'environnement du projet et pouvant affecter l'intégrité des installations et ainsi engendrer une fuite, incendie ou explosion (concept d'effets dominos). Ils ont été identifiés à partir de cartes et de bases d'information diverses.

Il est à noter que tous les risques externes mentionnés ci-dessous ont un apport négligeable sur la fréquence de fuite des scénarios envisagés à la section 4.2.2. En théorie, la fréquence de ces événements externes est déjà incluse dans les fréquences de bris historique des gazoducs. De plus, si un effet domino entre ces risques et le projet se concrétisaient, les conséquences engendrées par le gazoduc ou les postes hors terres sur la sécurité du public ne seraient pas augmentées.

Tremblements de terre

Le risque sismique au Canada est défini dans le Code national du bâtiment du Canada (CNRC, 2010). Les installations du projet seront construites, conformément au Code national du bâtiment du Canada qui établit des normes pour chaque zone sismique afin d'assurer que les installations résistent aux surcharges sismiques. Ce risque peut être qualifié de faible.

Conditions météorologiques exceptionnelles

Des conditions météorologiques exceptionnelles peuvent se manifester en été par des pluies abondantes, de la grêle, des vents violents et des tornades. En hiver, ces conditions peuvent prendre la forme de chutes de neige abondantes,

de vents violents ou de verglas. Le vent, les précipitations, la neige et la glace peuvent engendrer des surcharges et ainsi mettre directement en cause l'intégrité des équipements. En plus, ces événements météorologiques peuvent avoir des conséquences indirectes telles des inondations, des instabilités de terrain ou des chutes d'objets. Dans ce projet, les risques liés aux conditions météorologiques exceptionnelles sont toutefois très faibles puisque le gazoduc est enfoui, tandis que les installations hors terre offrent peu de portée pour les surcharges.

Transport aérien

La présence de la base militaire de Bagotville est à noter à proximité du projet. Toutefois, le transport aérien ne constitue pas un risque externe significatif pour le projet étant donné sa faible probabilité et que le gazoduc est enfoui. Pour ce qui est du poste de vanne hors-terre, si un incident aérien affectait les équipements, les conséquences engendrées sur la sécurité du public ne seraient pas augmentées.

Transport routier et ferroviaire de matières dangereuses

Le projet croise un chemin de fer perpendiculairement à quelques reprises et le longe à une distance d'environ 25m sur plusieurs kilomètres. Ce chemin de fer sert aussi à transporter certaines matières dangereuses pour alimenter les industries locales.

L'autoroute 70 est à environ 75m du poste de vanne. Le gazoduc de transmission croise le boul. de la Grande Baie N, le chemin St-Joseph et le chemin de la Grande-Anse en fin de course.

Le gazoduc d'alimentation est situé dans l'emprise du chemin de la Grande Anse sur presque toute sa longueur et le traverse une fois.

Un accident ferroviaire impliquant des matières dangereuses pourrait affecter les installations du gazoduc en raison des radiations thermiques générées par un incendie ou des surpressions générées par une explosion. Le transport des matières dangereuses ne représente pas un risque pour la conduite puisque celle-ci sera enfouie. Les postes seront plus exposés, mais la localisation de ceux-ci à plus de 75m engendre un risque faible. De plus, si un effet domino entre ces risques et le projet se concrétisaient, les conséquences engendrées par les postes hors terres sur la sécurité du public ne seraient pas augmentées.

Autres industries et commerces à proximité

Le gazoduc de transmission croise une ligne d'Hydro-Québec.

Un court segment du gazoduc d'alimentation se trouve de l'autre côté de la rue d'un bâtiment commercial/industriel léger et du futur site de métaux Blackrock. Aucune autre industrie ne se trouve à proximité (zone d'étude).

Malveillance

Les actes malveillants représentent des actes de nature intentionnelle, tels le vandalisme, le vol, le sabotage, etc. Pour les installations hors-terre jugées critiques, ces risques seront gérés selon la norme CAN/CSA Z246.1-17 - Gestion de la sûreté des installations liées à l'industrie du pétrole et du gaz naturel.

Dommage lors de travaux de remaniement du sol (bris par les tiers)

Les dommages causés par des travaux d'excavation représentent une cause importante de risque sur les réseaux de distribution de gaz car ceux-ci sont présents directement dans les zones urbanisées ou l'activité humaine est intense. Toutefois, la situation est différente lorsqu'il est question des réseaux d'alimentation ou de transmission car ceux-ci sont souvent installés plus à l'écart des zones urbaines et en servitude (transmission) ou en emprise publique (alimentation) comme c'est le cas pour ce projet. Malgré tout, cette cause de risque demeure à surveiller et est déjà gérée à l'aide de programme de sensibilisation tel qu'Info-Excavation ainsi que des divers programmes de gestion des actifs imposés par la norme CAN/CSA Z662 (ex : patrouille aérienne, détection de fuite, etc.). Aucun incident avec ignition n'est survenu sur les réseaux d'alimentation ou de transmission d'*Énergir*. Ce risque peut être qualifié de faible.

4.2 Identification des dangers

4.2.1 Caractéristiques physico-chimiques des substances

Le gaz naturel est la seule matière dangereuse présente dans ce projet en phase exploitation. La fiche signalétique du gaz naturel peut être consultée à l'Annexe 1. Le gaz naturel possède approximativement la composition volumique suivante : 95,4 % de méthane, 1,8 % d'éthane, 1,9 % d'azote, 0,7 % de dioxyde de carbone et 0,2 % d'autres hydrocarbures simples.

Avec une densité relative de 0,58 à 15°C, le gaz naturel est plus léger que l'air et il a tendance à s'élever et se disperser dans l'atmosphère. Le gaz naturel est inodore et incolore, toutefois un composé odorant (mercaptan) y est ajouté par mesure de précaution afin d'en faciliter la détection. Il n'est pas toxique, mais comme tous les gaz, il peut causer l'asphyxie à des concentrations élevées. Les principaux dangers du gaz naturel sont l'inflammabilité et la possibilité de former des atmosphères explosives en milieux confinés (limites d'explosivité entre 4,9 % et 14,9 %).

Pour bien modéliser les caractéristiques du gaz naturel, un mélange correspondant a été créé dans le logiciel SAFETI.

4.2.2 Événements dangereux pouvant survenir durant l'exploitation du gazoduc

Les scénarios d'accident identifiés dans cette analyse sont basés sur le retour d'expérience (historique et statistiques des accidents) et une identification des dangers (de type What If ?) réalisée dans le cadre d'autres projets du même type.

Les événements dangereux qui pourraient se produire sont des fuites de gaz naturel de divers diamètres à partir du gazoduc ou de ses installations de surface, de même que des incendies qui pourraient s'ensuivre si le gaz s'enflammait.

Les scénarios suivants ont été retenus afin de représenter les accidents plausibles qui pourraient survenir sur les gazoducs et dans les postes (voir annexe 3) :

- 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 (nommé R2);
- Rupture partielle du gazoduc, avec le gaz qui fuit par une brèche correspond au diamètre complet de la conduite, suivie d'une ignition (nommé R1);
- Fuite partielle du gazoduc, avec le gaz qui fuit par une brèche d'un diamètre de 10 cm, suivie d'une ignition (nommé *Hole*-H);
- Fuite partielle du gazoduc, avec le gaz qui fuit par une brèche d'un diamètre de 1 cm, suivie d'une ignition (nommé *Leak*-L).

Au-delà d'une certaine dimension, les brèches d'un gazoduc (avec taux de sollicitation élevé) sont instables et tendent à provoquer une rupture complète de la conduite. C'est la raison pour laquelle un scénario de fuite avec une brèche maximale d'un diamètre de 10 cm a été retenu pour représenter les catégories d'événements n'impliquant pas de rupture complète.

À la suite d'une fuite de gaz naturel, plusieurs phénomènes physiques sont possibles selon les conditions rencontrées (figures 3 et 4) :

- une fuite sans ignition, soit la majorité des situations selon les statistiques d'accident (le nuage se disperse alors sans conséquence pour les personnes);

- un retour de flamme (feu-éclair) suivi d'un feu en chalumeau à la suite d'une ignition retardée d'une fuite de gaz;
- une boule de feu suivie d'un feu en chalumeau si le gaz s'enflamme immédiatement après une rupture majeure;
- un feu en chalumeau si le gaz s'enflamme immédiatement après une rupture partielle.

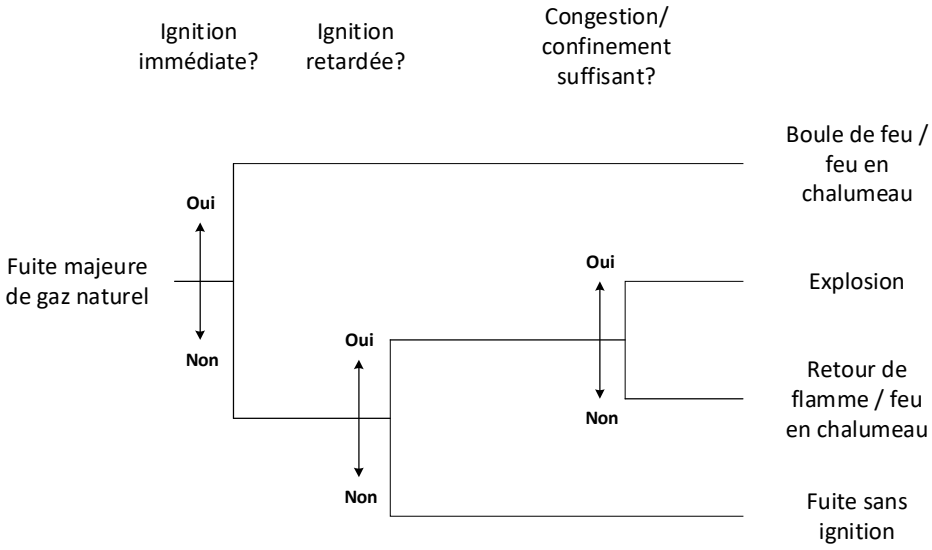


Figure 3 : Arbre d'événements à la suite d'une fuite majeure sur gazoduc de gaz naturel

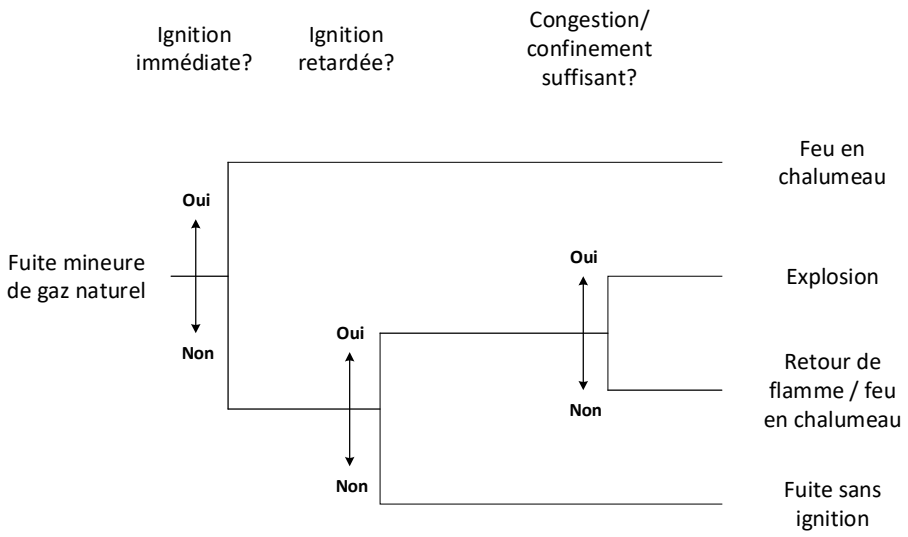


Figure 4 : Arbre d'événements à la suite d'une fuite mineure de gaz naturel

Une boule de feu est un nuage de gaz en flammes d'une forme approximativement sphérique et d'une durée relativement courte. Le nuage de gaz s'élève dans l'atmosphère en brûlant et l'énergie est libérée sous forme de radiation thermique. Cette boule se transforme rapidement en feu en chalumeau qui perd progressivement de son ampleur avec la dépressurisation du gazoduc.

La plupart des ruptures complètes de gazoduc se présentent en fente le long de la conduite, mais une faible proportion de ces événements peut impliquer des morceaux de gazoduc qui se détachent et qui sont projetés. Toutefois, l'enfouissement de la conduite limite la portée des projectiles potentiels.

Les explosions de gaz naturel à l'air libre s'avèrent improbables. Comme le gaz naturel est considérablement plus léger que l'air (densité relative de 0,58), il s'élèvera rapidement en cas de fuite et se dispersera au fur et à mesure de son ascension. Ainsi, si aucune structure ou objet n'est situé très près du point de fuite, il n'y a aucun confinement ou congestion possible, soit la condition essentielle pour la réalisation d'une explosion (INERIS, 1999; CCPS, 1999) (figures 3 et 4).

Selon le tracé et l'emplacement prévus des gazoducs et postes, aucune structure ou objet ne sera localisé assez près pour causer du confinement ou de la congestion suffisante. Les explosions à l'air libre ne sont donc pas plausibles et ce type d'évènement n'a pas été retenu dans cette analyse.

4.2.3 Cas de fuite dans le bâtiment du poste de livraison avec ignition et explosion

Les conséquences possibles d'une fuite avec ignition dans le bâtiment du poste de livraison ont été simulées à l'aide du modèle TNT (*ground burst* avec une efficacité de 10%). Ce modèle est reconnu valide par DNVGL spécifiquement pour modéliser ce type d'explosion à l'intérieur d'un bâtiment. Un mélange stœchiométrique de gaz naturel et d'oxygène a été assumé à l'intérieur du bâtiment au moment de l'ignition. Le volume occupé par les équipements du bâtiment a été pris en compte.

Les scénarios ayant un débit de fuite supérieur à la capacité de ventilation du bâtiment ont été modélisés comme un jet impacté au lieu d'une explosion étant donné que le bâtiment ne résisterait pas à la pression générée par la fuite.

Les modèles d'explosions présentent la surpression (onde de choc) issue du souffle en fonction de la distance du bâtiment. La probabilité de décès en fonction de la distance a été déterminée à l'aide d'une approche par PROBIT similaire à celle utilisée pour les incendies (voir tableau 16).

4.3 Évaluation des conséquences des événements accidentels

4.3.1 Logiciel utilisé pour les modélisations des conséquences

Le logiciel PHAST de DNV GL version 8.11 a été utilisé. Celui-ci permet de faire la modélisation des conséquences des scénarios de fuite (dispersion, feu en chalumeau, autres incendie et explosion). Ce logiciel contient un modèle (long pipeline) qui permet de modéliser les fuites et rupture de gazoduc.

La modélisation des effets des fuites souterraines tient compte de la formation d'un cratère et d'un jet vertical émanant de ce cratère, ce qui correspond à la géométrie typique d'un tel feu dans les situations réelles de rupture de gazoduc.

4.3.2 Débits de fuite utilisés

Typiquement, le taux de fuite d'une rupture majeure diminue rapidement dans les premières secondes lorsque le gazoduc se dépressurise à proximité de la rupture, puis celui-ci devient presque stable par la suite. Pour les ruptures partielles, le taux de fuite diminue beaucoup plus lentement.

Étant donné la difficulté de modéliser les effets réels du *linepack* et de la régulation d'un réseau gazier, les débits de fuite ont été comparés entre ceux calculés par PHAST 8.11 et ceux fournis par *Énergir* via le logiciel Synergi qui sert au calcul de l'hydraulique réel du réseau gazier.

Dans le cadre de cette étude, PHAST surestime les débits réels (pour transmission 16po : 1131kg/s vs 820 kg/s et pour alimentation 12po, 188kg/s au lieu de 150kg/s avec Synergi).

Pour fin de simplification des calculs et de conservatisme, les débits de PHAST ont été conservés. Ceux-ci sont établis en fonction d'une rupture survenant au milieu de la longueur du gazoduc (entre 2 vannes).

4.3.3 Paramètres de modélisation

Les scénarios d'accidents ont été modélisés à l'aide du logiciel PHAST Version 8.11 de DNV GL. Le Tableau 3 regroupe les paramètres de dispersion utilisés dans les calculs.

Tableau 3 : Principaux paramètres de modélisation

Vitesse du vent / stabilité atmosphérique - Conditions de nuit	1,5 m/s F 2 m/s E 3,5 m/s E 5 m/s D 8,3 m/s D
Vitesse du vent / stabilité atmosphérique - Conditions de jour	2 m/s A 3,5 m/s B-C 5 m/s D 8,3 m/s D
Température ambiante, °C	25
Humidité relative, %	50
Rugosité du sol (selon la portion du gazoduc)	a) 50cm – Plusieurs obstacles (parc, buissons) b) 1m - plusieurs gros obstacles fréquents (banlieue, forêt)
Averaging time	Inflammable (18,75s)
Élévation pour les effets	2m du sol

Le feu en chalumeau vertical peut s'incliner en fonction du vent et provoquer des radiations thermiques plus élevées dans l'axe d'inclinaison de la flamme. Pour tenir compte de ce phénomène, plusieurs vitesses de vent ont été retenues dans les simulations (section 4.3.4) dont un vent fort de 8,3 m/s.

La modélisation des effets d'un feu en chalumeau, dans le cas des scénarios (R2, R1, *Hole* et *leak*) provenant des gazoducs souterrains, tient compte de l'addition des fuites opposées, de la formation d'un cratère et d'un jet vertical émanant de ce cratère; ce qui correspond à la géométrie typique de tel feu dans les situations réelles de rupture majeure de gazoduc. Ce feu peut s'incliner en fonction du vent. La direction du chalumeau dans l'axe horizontal a été considérée comme ayant une probabilité de distribution uniforme dans toutes les directions.

Les scénarios de fuites importantes provenant d'une conduite ou d'un équipement hors terre ont été modélisés en tant que feu en chalumeau en combinant les options avec ou sans obstacles, incliné à 0°, 45° ou 90° du sol et ce, en

fonction de la localisation de la fuite, du lieu de l'équipement et de son utilisation (scénarios d'identification sj00, sj45, sj90, ij45)[1].

4.3.4 Seuils d'effet utilisés pour les effets sur la santé et la vie

Les seuils d'effets représentent les niveaux à partir desquelles des effets sur la vie et la santé pourraient être observés au sein de la population exposée. Les seuils utilisés dans cette étude pour évaluer les effets potentiels sur la vie et la santé correspondent aux valeurs recommandées dans les guides techniques en analyse des risques technologiques (Théberge 2002; CRAIM, 2017).

Les seuils d'effets exigés par le MDDELCC pour l'évaluation des effets sur la vie sont regroupés au tableau 4.

Ces seuils représentent une probabilité de décès de l'ordre de 1 %.

Tableau 4 : Seuils d'effet utilisés pour les effets sur la vie

Effet	Seuil utilisé	Définition	Références
Radiation thermique ou autres incendie à cinétique lente (ex : feu en chalumeau)	13 kW/m^2	Ce seuil pourrait entraîner un décès après une exposition de 30 secondes	Théberge, 2002
Radiation thermique générée par la boule de feu (cinétique rapide)	25 kW/m^2	Pour les boules de feu, une durée inférieure à 30 secondes explique qu'une radiation thermique de 25 kW/m^2 puisse être utilisée.	Théberge, 2002

À titre informatif, le seuil de 3 kW/m^2 est aussi utilisé dans cette étude car il est souvent demandé par les autorités publiques afin de circonscrire les effets sur la santé (et non sur la vie) (tableau 5).

Tableau 5 : Seuils d'effet utilisés pour les effets sur la santé

Effet	Seuil utilisé	Définition	Références
Radiation thermique ou autres incendie à cinétique lente (ex : feu en chalumeau)	3 kW/m^2	Seuil des effets irréversibles pour une durée d'exposition d'une minute.	CRAIM, 2013

4.3.5 Seuils d'effet utilisés pour la planification des mesures d'urgence

Le seuil d'effet exigé par le MDDELCC pour la planification des mesures d'urgence se trouve au tableau 6.

[1] sj = straight jet (jet vertical); ij = impacted jet (jet impacté par un obstacle)

Tableau 6 : Seuils d'effet utilisés pour la planification des mesures d'urgence

Effet	Seuil utilisé	Définition	Références
Radiation thermique	5 kW/m^2	Après 40 secondes, un individu exposé à une radiation thermique de 5 kW/m^2 pourrait subir des brûlures au second degré (environ 1% de la population).	Théberge, 2002 et CRAIM 2013.

4.3.6 Limites des simulations

Bien que le logiciel PHAST subisse des validations expérimentales régulières et soit en constante évolution, il en demeure que la simulation de scénario d'accidents présente des difficultés importantes qui ne sont pas prises en compte dans le calcul de dispersion et qui ont un impact sur les distances dont :

- L'effet des structures avoisinantes (turbulence)
- Obstacles rencontrés (changement de direction et/ou vitesse)
- Irrégularité du terrain
- Changement dans la direction du vent, etc.

4.3.7 Scénario normalisé d'accidents

Le scénario normalisé est défini comme le scénario d'accident dont les conséquences sont parmi les plus pénalisantes en tenant compte des mesures de protection passive, mais pas des mesures de protection active. Sur la base de cette définition, le scénario suivant a été retenu pour le gazoduc de transmission:

- 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 avec boule de feu.

L'objectif de ce scénario qui est balisé (normalisé) est de déterminer si des effets hors-site sont possibles; il ne sert pas habituellement à la planification des mesures d'urgence ni à l'aménagement du territoire. Dans le cas de ce projet, les effets du scénario normalisé dépassent les limites de propriété d'*Énergir* et par conséquent, des scénarios alternatifs doivent être évalués.

Le tableau 7 indique les distances maximales qui seraient obtenues en fonction des seuils d'effets indiqués aux sections 4.3.4 et 4.3.5.

Tableau 7 : Distances maximales des effets – Boule de feu à la suite de la rupture complète du gazoduc de transmission

Critère utilisé – effets sur la vie (MDDELCC)	Distance maximale obtenue à 2m du sol
25 kW/m^2	208m

4.3.8 Scénario alternatifs

Les scénarios d'accident alternatifs sont définis comme étant des scénarios plus plausible 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.

Selon l'équipement impliqué (ex : gazoduc ou postes), plusieurs scénarios ont été définis afin de représenter le plus fidèlement possible les risques pouvant survenir à chaque emplacement. Ceux-ci se retrouvent à l'annexe 3.

4.3.9 Scénario de planification des mesures d'urgence

Pour le gazoduc de transmission, le scénario de planification des mesures d'urgence retenu correspond à :

- Rupture complète du gazoduc, avec le gaz qui fuit à plein diamètre, en jet double (des deux côtés de la rupture), suivie d'une ignition et feu en chalumeau.

Ce scénario a été retenu car il donne la plus grande distance d'effet pour le seuil de planification des mesures d'urgence. La boule de feu n'est pas considérée dans ce scénario car elle a une cinétique rapide qui ne dure que quelques secondes et doit plutôt être traitée avec le critère de 25 kW/m^2 du tableau). Le tableau 8 indique les distances maximales pour les seuils d'effet définis aux sections 4.3.4 et 4.3.5. Si les vents sont faibles, ces distances diminuent, car la flamme ne subit pas une inclinaison significative et demeure presque verticale.

Tableau 8 : Distance maximale pour le scénario de planification des mesures d'urgence (gazoduc de transmission)

Conditions météo (vitesse - stabilité atmosphérique)	**Effets sur la santé et la vie**		**Seuil de planification des mesures d'urgence**
	3 kW/m^2	13 kW/m^2	5 kW/m^2
1.5 m/s - F	465m	152m	345m
3,5 m/s – E	494m	246m	395m
5 m/s – D (conditions retenues pour la planification des mesures d'urgence)	496m	265m	**398m**
8,3 m/s - D	518m	277m	412m

Selon les informations tirées du tableau 2, les éléments sensibles se retrouvant dans la zone de planification des mesures d'urgence de 398m du gazoduc de transmission sont :

- un maximum de 3 triplex/maisons de ville plus de 2 unités (R3), 1 parc municipal, provincial (IP11), 3 bâtiments agricoles (hangar, grange) (A1), 27 résidences unifamiliales (R1), 2 commerces légers (magasin individuelle, dépanneur, restaurant) (C1), 2 bâtiments agricoles équestres (A2) et 1 duplex, semi-détaché (R2) se situent dans la zone définie par une radiation de 5 kW/m2.

Pour le gazoduc d'alimentation, le scénario de planification des mesures d'urgence retenu correspond à :

- Rupture partielle du gazoduc, avec le gaz qui fuit par une brèche correspond au plein diamètre de la conduite, suivie d'une ignition et feu en chalumeau.

Le tableau 9 indique les distances maximales pour les seuils d'effet définis aux sections 4.3.4 et 4.3.5. Si les vents sont faibles, ces distances diminuent, car la flamme ne subit pas une inclinaison significative et demeure presque verticale.

Tableau 9 : Distance maximale pour le scénario de planification des mesures d'urgence (gazoduc d'alimentation)

Conditions météo (vitesse - stabilité atmosphérique)	**Effets sur la santé et la vie**		**Seuil de planification des mesures d'urgence**
	3 kW/m^2	13 kW/m^2	5 kW/m^2
1.5 m/s - F	146m	22m	98m
3,5 m/s – E	162m	55m	121m
5 m/s – D (conditions retenues pour la planification des mesures d'urgence)	166m	70m	**128m**
8,3 m/s - D	169m	84m	134m

Selon les informations tirées du tableau 2, les éléments sensibles se retrouvant dans la zone de planification des mesures d'urgence de 128m du gazoduc d'alimentation sont :

- un maximum d'un seul bâtiment de type commerce léger (magasin individuelle, dépanneur, restaurant) (C1) se situe dans la zone définie par une radiation de 5 kW/m2.

À noter que le nombre exact de résidences et de bâtiments réellement affectés lors d'un accident dépend du lieu de la rupture totale du gazoduc. Dans la majorité des cas, le gazoduc est en milieu forestier et un incident ne serait donc pas un enjeu pour la sécurité du public.

Pour le poste de vanne et le poste de livraison, les zones de planification des mesures d'urgence sont plus petites que celles des gazoducs et sont donc incluses à l'intérieur de celles-ci.

4.3.10 Cas d'infiltration dans un bâtiment adjacent

À la suite d'une fuite sur les gazoducs, le cas d'une infiltration de gaz possible dans un bâtiment voisin a été analysé.

Le bâtiment le plus proche de la conduite de transmission est à environ 7m (garage près du croisement du chemin de la Grande Baie N).

Selon la figure 5, le maximum de la zone de dispersion équivalente à la concentration de 50% LEL se situe légèrement en dessous de 7m dans les conditions météo maximisantes. De plus, à cette distance, le nuage a déjà pris de la hauteur et se situe environ à 5m du sol. La zone du 50% LEL étant conservatrice, ceci permet d'indiquer qu'une infiltration de gaz dans un bâtiment à la suite d'une rupture majeure de la conduite de transmission est donc improbable selon les aménagements actuels du territoire.

Pour la conduite d'alimentation, les bâtiments les plus près sont trop éloignés pour permettre une infiltration de gaz, la zone 50% LEL étant encore plus petite.

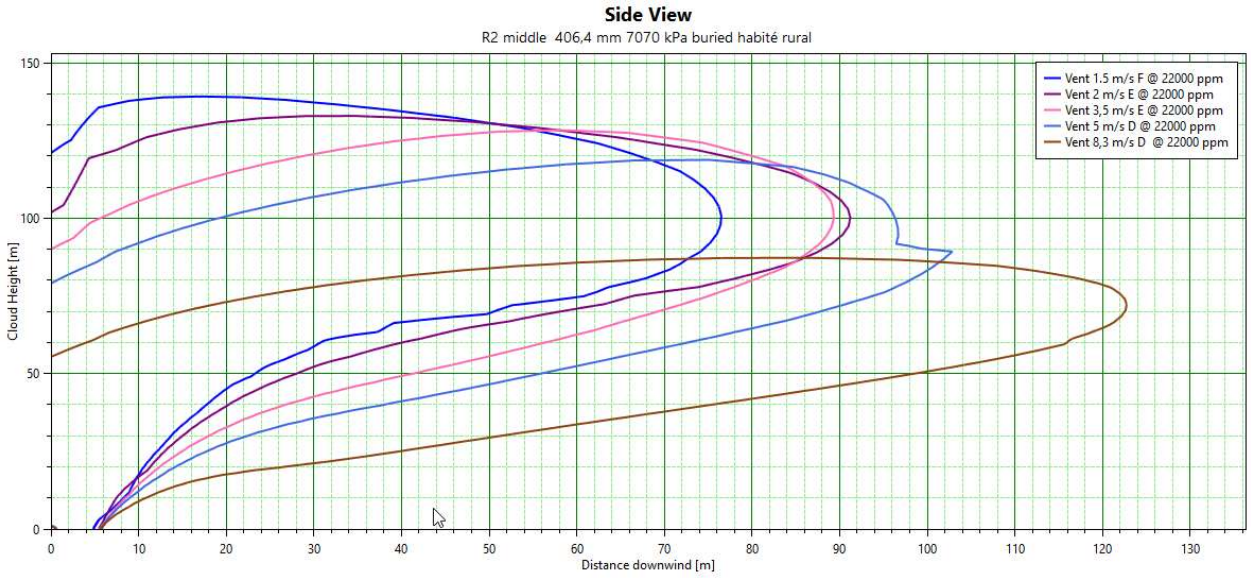


Figure 5 : Profil de dispersion maximal pour 50% LEL - rupture complète du gazoduc de transmission

5 ÉVALUATION DES RISQUES

Le risque individuel est défini comme étant la probabilité annuelle de décès subi par un individu situé en tout temps à un endroit précis à proximité d'une source de risque. Le risque spécifique à un incident est la combinaison de sa fréquence d'occurrence et de sa conséquence. Le risque individuel est calculé en considérant tous les scénarios d'accidents susceptibles de se produire. Les niveaux de risque individuel sont rapportés sous forme d'isocontours présentant la répartition géographique du risque.

5.1 Logiciel utilisé pour le calcul du risque individuel

Le logiciel SAFETI de DNV GL version 8.11 a été utilisé pour le calcul des niveaux de risque individuel. Celui-ci intègre les résultats des modélisations effectués par le module PHAST 8.11 qui sont par la suite utilisées pour faire la combinaison des fréquences et des conséquences des divers scénarios et ainsi calculer le risque individuel. Les radiations thermiques et les effets de la surpression sont traduits en probabilités de décès via l'utilisation de critères de vulnérabilité.

5.2 Fréquence des événements accidentels

Plusieurs bases de données d'incidents existent pour déterminer la fréquence d'un scénario de fuite (ex : ONÉ, AER, PHMSA, BEVI, IOGP, DNVGL, etc.)

Ci-dessous se trouvent les raisons qui justifient de retenir une base de données selon le contexte d'application.

De plus, comme complément d'information, un historique des incidents majeurs survenus sur des gazoducs au Canada et aux États-Unis est présenté à l'annexe 2.

5.2.1 Choix retenu pour les conduites souterraines

Pour les fréquences de fuites sur les conduites souterraines, 2 options principales ont été analysées.

Fréquences de l'ONÉ (NEB, 2011):

- Environ 70 000km de pipeline assujetti
- Ne permet pas de filtrer les données selon le type de pipeline (*produits pétrolier vs gaz naturel*), l'âge de la conduite, le diamètre, etc. Donc une seule valeur de fréquence pour tous les types de conduites.
- Plusieurs études QRA sur des gazoducs sont tout de même fait avec cette base de données pour simplifier les calculs.

Fréquence du PHMSA (Etats-Unis) (2018):

- environ 500 000km de pipeline assujetti (7 fois plus)
- Permet une meilleure précision dans l'extraction des données (type de produit, matériel de construction, date d'installation, diamètres de fuite, fuite sur la conduite vs sur équipements, diamètre de conduite.
- Doit assumer que les conditions d'exploitation sont similaires

Les données du PHMSA ont été retenues et extraites entre 1984 à 2018 (les données précédentes étaient rapportées de façon trop incomplète). Celles-ci ont été filtrées selon les critères suivants :

- *Natural gas*
- *Steel*
- *Underground*
- *Onshore*

- *Item : pipe and pipeline*
- *Pipebody (pipe body, pipe seam, weld, joint)*
- *All diameter*
- *Transmission, transmission system et gathering*
- Les catégories « *No data* » et « *other* » ont été retirées
- Les cellules « vide » ont été conservées lorsque l'information des autres catégories ci-dessus étaient pertinentes

La fréquence de base obtenue est de 1,01 x 10^{-7} incident / m de gazoduc *année. Celle-ci a été utilisée pour les conduites souterraines seulement.

5.2.2 Choix retenu pour les conduites hors-terre

En ce qui concerne les fréquences de fuites sur les conduites hors-terre, la base de données du PHMSA ne comportaient pas assez de données rapportées (seulement 101 incidents depuis 1984).

Il a donc été décidé d'utiliser la base de données du UKHSE (2012) qui contient des données spécifiques aux conduites hors-terre de gaz naturel (tableau 10).

Tableau 10 : Fréquences de fuite pour les conduites hors-terre de gaz naturel (UKHSE, 2012)

Failure Category	Failure Rate (per m per year)
Rupture (>110mm diameter)	6.5×10^{-9}
Large Hole (>75 – ≤110mm diameter)	3.3×10^{-8}
Small Hole (>25 mm – ≤75 mm diameter)	6.7×10^{-8}
Pin Hole (≤25 mm diameter)	1.6×10^{-7}

Ces données ont été utilisées pour les sections de conduites hors-terre seulement.

5.2.3 Choix retenu pour les autres équipements

En ce qui concerne les fréquences de fuites sur les équipements (vannes et brides), la base de données du PHMSA ne comportaient pas assez de données rapportées (seulement 45 incidents sur des valves depuis 1984).

Il a donc été décidé d'utiliser la base de données de DNVGL (2012) qui contient des données spécifiques par type d'équipements (tableaux 11, 12 et 13). Il ne s'agit pas toutefois de données spécifiques a des équipements dans le domaine du gaz naturel. Elle comporte des données disponibles depuis 1992-2012 (plus de 4000 incidents). Les données brutes proviennent du UKHSE (*Hydrocarbon Release Database (HCRD)*) qui est considérée comme l'une des base de données les plus complète encore aujourd'hui. Ces données brutes ont été analysées et traitées par DNVGL depuis plusieurs années pour permettre leur utilisation dans les analyses de risques technologiques. Les données sont distinctes entre *offshore* et *onshore*. Voici ci-dessous un exemple de fréquence qui a été utilisée pour les brides (*flange*).

À noter que la fréquence de fuite utilisée pour les valves souterraines a été assumée identique à celle des valves hors-terre (pas de données souterraines disponibles).

Tableau 11 : Fréquences de fuite utilisées pour les valves manuelles (tiré de DNVGL, 2012)

Taux de défaillance - valves manuelles		(failure frequency guidance, DNV 2012 - full pressure only)		
		Taux (/equip*an)		
Diamètre (po)		R1 (full diam)	H (100mm)	L (10mm)
(données du 14po car 16po non-disponible)	16	7.154E-06	8.830E-06	9.114E-05
(données du 10po car 8po non-disponible)	8	4.462E-06	4.968E-06	5.128E-05
	6	3.047E-06	2.938E-06	3.032E-05

Tableau 12 : Fréquences de fuite utilisées pour les valves avec actuateur (tiré de DNVGL, 2012)

Taux de défaillance - valves avec actuateur		(failure frequency guidance, DNV 2012 - full pressure only)		
		Taux (/equip*an)		
Diamètre (po)		R1 (full diam)	H (100mm)	L (10mm)
(données du 14po car 12po non-disponible)	14	1.323E-05	7.661E-06	1.805E-04

Tableau 13 : Fréquences de fuite utilisées pour les brides (tiré de DNVGL, 2012)

Taux de défaillance - brides		(failure frequency guidance, DNV 2012 - full pressure only)		
		Taux (/equip*an)		
Diamètre (po)		R1 (full diam)	H (100mm)	L (10mm)
(données du 14po car 16po non-disponible)	16	5.956E-06	1.912E-06	3.346E-05
(données du 10po car 8po non-disponible)	8	5.780E-06	1.560E-06	2.731E-05
	6	5.603E-06	1.206E-06	2.110E-05
	4	6.540E-06	[redacted]	1.797E-05

5.3 Répartition des types de fuite

Selon la base de données de l'ONÉ, environ 25% des incidents sont considérés comme des ruptures, le reste étant des fuites moins importantes (*leak*). A noter que la définition de rupture de l'ONE inclut ce que l'on appelle ici des ruptures complètes, partielle et des trous (R2, R1 et *hole*).

Les données du PHMSA indiquent que 25% de toutes les ruptures sont des ruptures complètes (jet double).

Ceci permet de repartir les types de fuites selon les tableaux 14 et 15 ci-dessous.

Tableau 14 : Répartition des types de fuite (gazoduc de transmission)

Type de fuite	Proportion
Rupture R2 (jet double)	0.06
Rupture R1 (plein diamètre) et *Hole* (10cm)	0.19
Leak (1cm)	0.75

Tableau 15 : Répartition des types de fuite (gazoduc d'alimentation)

Type de fuite	Proportion
Rupture R2 (jet double)	N/A[2]
Rupture R1 (plein diamètre) et *Hole* (10cm)	0.19
Leak (1cm)	0.81

Tenant compte de la répartition ci-dessus, les fréquences de fuites utilisées pour les divers diamètres de fuite de gazoducs de transmission et d'alimentation sont les suivantes (tableaux 16 et 17):

Tableau 16 : Fréquences de fuite ajustées selon la répartition des types de fuite (gazoduc de transmission)

Type de fuite	Fréquence de fuite ajustée selon le type de fuite (incident/m*an)
Rupture R2 (jet double)	6.058E-09
Rupture R1 (plein diamètre) et *Hole* (10cm)	1.918E-08
Leak (1cm)	7.572E-08

Tableau 17 : Fréquences de fuite ajustées selon la répartition des types de fuite (gazoduc d'alimentation)

Type de fuite	Fréquence de fuite ajustée selon le type de fuite
Rupture R2 (jet double)	N/A
Rupture R1 (plein diamètre) et *Hole* (10cm)	1.918E-08
Leak (1cm)	8.178E-08

[2] Le faible taux de sollicitation du gazoduc d'alimentation (moins de 30% de la LEMS (Limite élastique minimale spécifiée)) permet de poser l'hypothèse qu'une rupture complète en jet-double est très peu probable et a donc été écartée de l'analyse (Leis et al, 2002).

5.4 Probabilité d'ignition

Tel que requis dans le contexte d'un calcul de risque individuel (et non sociétal), une approche conservatrice a été utilisée pour le calcul de la probabilité d'ignition.

Il est reconnu que la probabilité d'ignition est corrélée avec le diamètre et la pression dans le pipeline (fonction du débit de fuite). Le modèle *Pd2 ignition model equation* revu par Chio (2016) a été utilisé pour le calcul des probabilités d'ignition des ruptures complètes (POI-*probability of ignition*) (tableaux 19 et 20). Il est fondé sur plusieurs gazoduc de transmission en Europe, au Canada et sur la base de données du PHMSA.

Toutefois, ce modèle ne permet pas de faire la répartition subséquente entre la probabilité d'ignition immédiate (P_{iimm}) et la probabilité d'ignition retardée (P_{iret}). BEVI (2009) rapporte que la P_{iimm} est corrélée avec la réactivité de la substance et le débit de fuite. Dans le cas du gaz naturel, le méthane est dans la catégorie de faible réactivité (tableau 18).Ceci permet donc d'obtenir pour une rupture complète une valeur de 0,09 pour la P_{iimm}. Cette valeur est presque identique (0,08) avec celle obtenue avec l'approche définie dans CCPS (2014). Les données du BEVI (2009) ont été retenues à cette fin (tableaux 19 et 20).

Tableau 18 : Probabilité d'ignition immédiate (BEVI, 2009)

Substance category	Source term Continuous	Source term Instantaneous	Probability of direct ignition
Category 0 average/ high reactivity	< 10 kg/s	< 1,000 kg	0.2
	10 – 100 kg/s	1000 – 10,000 kg	0.5
	> 100 kg/s	> 10,000 kg	0.7
Category 0 low reactivity	< 10 kg/s	< 1,000 kg	0.02
	10 – 100 kg/s	1000 – 10,000 kg	0.04
	> 100 kg/s	> 10,000 kg	0.09
Category 1	All flow rates	All quantities	0.065
Category 2	All flow rates	All quantities	0.01
Category 3, 4	All flow rates	All quantities	0

En ce qui concerne la probabilité d'ignition retardée (P_{iret}), celle-ci a été assumée comme étant toujours égale a :

$$P_{iret} = 1 - P_{iimm}$$

A noter que lorsque la valeur de P_{iimm} du BEVI était supérieure à la valeur de POI calculée avec Chio (2016), il a été assumé que la P_{iimm} est de 90% la valeur du POI et donc que la P_{iret} est de 10% la valeur du POI.

À noter qu'il est assumé que la probabilité d'ignition d'une fuite provenant des conduites et équipements hors-terre est la même que celle d'une fuite provenant des conduites et équipements souterrains.

Par conséquent, les valeurs suivantes ont été utilisées dans cette étude :

Tableau 19 : Probabilité d'ignition pour le gazoduc de transmission

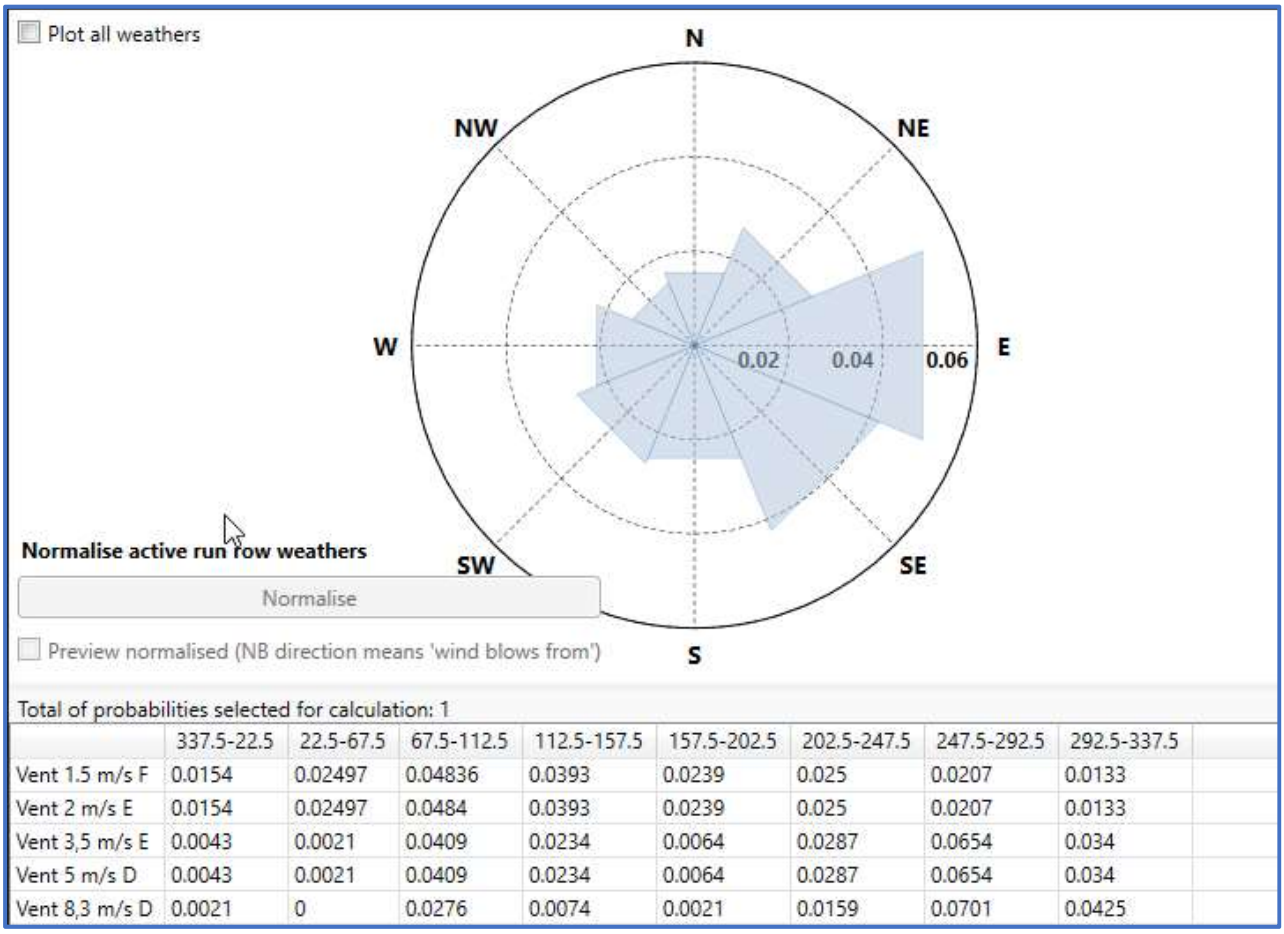
Type de fuite	POI (selon CHIO, 2016) (POI = P_{iimm} + P_{iret})	P_{iimm} (BEVI, 2009)	P_{iret} (1 - P_{iimm})
Rupture R2 (jet double)	0.435	0.09	0.345
Rupture R1 (plein diamètre)	0.2175	0.09	0.1275
Hole (10cm)	0.025	0.0225	0.0025
Leak (1cm)	0.005	0.0045	0.0005

Tableau 20 : Probabilité d'ignition pour le gazoduc d'alimentation

Type de fuite	POI (selon CHIO, 2016) (POI = P_{iimm} + P_{iret})	P_{iimm} (BEVI, 2009)	P_{iret} (1 - P_{iimm})
Rupture R2 (jet double)	0.167	0.09	0.077
Rupture R1 (plein diamètre)	0.0835	0.07515	0.00835
Hole (10cm)	0.015	0.0135	0.0015
Leak (1cm)	0.005	0.0045	0.0005

5.5 Rose des vents et répartition jour-nuit

Les conditions météorologiques influencent les conséquences d'une fuite de matière dangereuse et les niveaux de risque ressentis. Dans le cas des matières inflammables, ces conditions sont principalement définies en termes de vitesse et direction du vent. Les données mesurées au cours des 25 dernières années (1994-2018) à la station météorologique de Jonquière ont été compilées et distribuées selon plusieurs combinaisons de vitesse et direction du vent. Cette station est la plus proche avec les données les plus complètes selon le service climatique / service météorologique d'Environnement et Changement climatique Canada. La figure 6 présente la répartition obtenue en fonction de la vitesse et de la direction du vent.



Total of probabilities selected for calculation: 1

	337.5-22.5	22.5-67.5	67.5-112.5	112.5-157.5	157.5-202.5	202.5-247.5	247.5-292.5	292.5-337.5
Vent 1.5 m/s F	0.0154	0.02497	0.04836	0.0393	0.0239	0.025	0.0207	0.0133
Vent 2 m/s E	0.0154	0.02497	0.0484	0.0393	0.0239	0.025	0.0207	0.0133
Vent 3,5 m/s E	0.0043	0.0021	0.0409	0.0234	0.0064	0.0287	0.0654	0.034
Vent 5 m/s D	0.0043	0.0021	0.0409	0.0234	0.0064	0.0287	0.0654	0.034
Vent 8,3 m/s D	0.0021	0	0.0276	0.0074	0.0021	0.0159	0.0701	0.0425

Figure 6 : Répartition de la vitesse et de la direction des vents (station météo de Jonquière) – conditions de nuit

Basé sur le BEVI (2009), une répartition de 44% des conditions de jour et de 56% des conditions de nuit a été utilisée.

5.6 Critères de vulnérabilité

Les critères de vulnérabilité représentent 1) la probabilité qu'un individu soit réellement affecté par les effets estimés d'un incident et 2) la probabilité que cette exposition engendre le décès (tableau 21).

Tableau 21 : Critères de vulnérabilité

Critère	Description	Valeur retenue
Vulnérabilité individuelle - Radiation thermique et explosion	100% des gens sont assumés être à l'extérieur lors de l'incident.	1 (100%)
Vulnérabilité individuelle - Radiation thermique (boule de feu, feu en chalumeau)	La boule de feu et le feu en chalumeau modélisés résultent en 100% de décès pour les gens se trouvant en contact avec la flamme et sous la boule de feu.	1 (100%)
Vulnérabilité individuelle - Probit radiation thermique	La probabilité de décès calculée est fonction de la dose thermique reçue (méthode des probit). Le temps d'exposition utilisé est celui par défaut (20s). 100% de l'effet calculé est utilisé (ex: ne considère pas de variation entre les individus ou la possibilité de s'éloigner). Les probit recommandés par DNVGL (SAFETI) ont été utilisés (contantes a =-36.38, b=2.56, n=4/3).	1 (100%)
Vulnérabilité individuelle - Surpression	La probabilité de décès calculée est fonction de la dose de surpression reçue. 100% de l'effet calculé est utilisé (ex: ne considère pas de variation entre les individus ou la possibilité de s'éloigner). La méthode du purple book pour les explosions de nuage de gaz est utilisé par SAFETI pour convertir les niveaux de surpression en niveaux de létalité (*Wiekema method*).	1 (100%)
Vulnérabilité individuelle - Flash Fire	La zone de flash fire modélisée résulte en 100% de décès pour les gens se trouvant dans le nuage de gaz (zone de 50% LEL).	1 (100%)
Longueur d'interaction (*interaction length*)	La longueur d'interaction a été calculée en multipliant par 2 la distance maximale d'effet obtenue pour le critère de 25 kW/m^2 pour chaque type de fuite et ensuite en multipliant par la fréquence de chaque fuite (R2, R1, *Hole et leak*)	80m pour la conduite de transmission et 70 m pour la conduite d'alimentation

5.7 Critères d'acceptabilité du risque individuel

Les critères du Conseil Canadien des Accidents Industriels Majeurs (CCAIM) ont été utilisés dans le cadre de cette étude (figure 7). Ces critères utilisés depuis plus de 25 ans dans le cadre d'études similaires, impliquent les usages du territoire suivants :

- Aucun autre usage ne devrait être permis à l'intérieur de la zone de risque individuel correspondant à une probabilité de décès de 100/1million par année (ou autrement dit, $1x10^{-4}$/an).
- Lorsque la probabilité de décès se situe entre 100/1million par année ($1x10^{-4}$/an) et 10/1million par année ($1x10^{-5}$/an), les usages impliquant des usines de fabrication, des entrepôts et des parcs sont permis.
- Lorsque la probabilité de décès se situe entre 10/1million par année ($1x10^{-5}$/an) et 1/1million par année ($1x10^{-6}$/an), les usages de type commerces, bureaux et les zones résidentielles de faible densité sont permis.
- Lorsque la probabilité de décès se situe entre 1/1million par année (1×10^{-6}/an) et 0.3/1million par année ($0.3x10^{-6}$/an), les usages impliquant la présence permanente d'un nombre élevé d'occupants (ex : commerces, hôtels et résidences avec haute densité d'occupants) sont permis.
- Pour la zone de risque individuel correspondant à un niveau plus faible que 0.3/1million par année ($0.3x10^{-6}$/an), tous les usage sont permis y compris les usages impliquant la présence permanente d'un nombre élevé d'occupants dont l'évacuation est plus difficile (hôpitaux, garderies, résidences de personnes âgées).

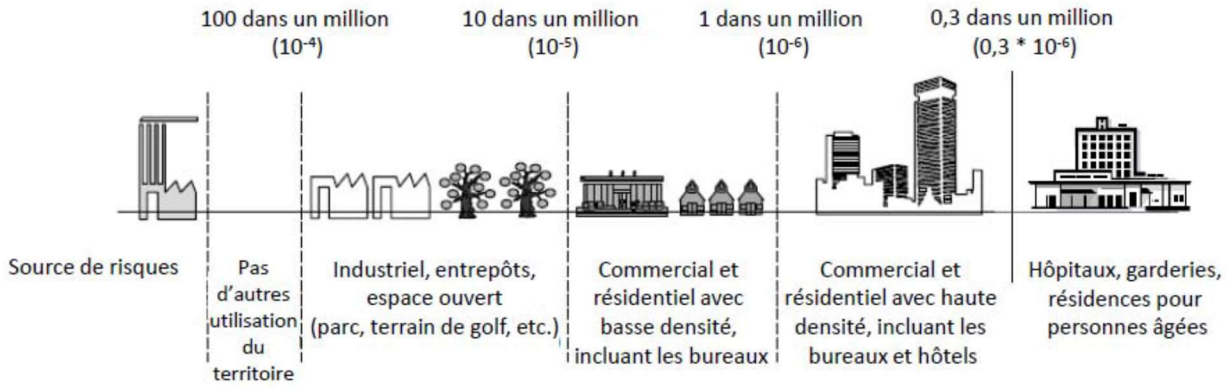


Figure 7 : Critères d'acceptabilité du risque (CCAIM)

5.8 Résultats des calculs du risque individuel

5.8.1 Poste de vanne avec gare de lancement

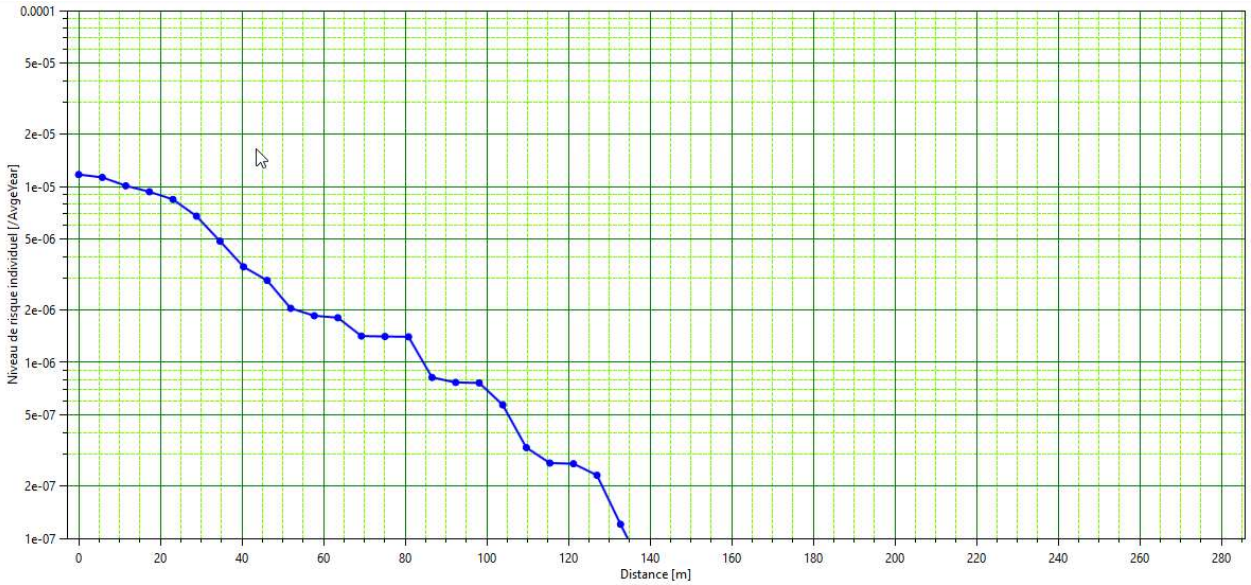


Figure 8 : Profil du niveau de risque individuel pour le poste de vanne (gare de lancement) – combinaison jour et nuit

Pour le poste de vanne avec gare de lancement, la probabilité de décès maximum est de 1.17 x 10^{-5} par année pour quelqu'un qui serait situé en permanence au centre du terrain du poste. Les niveaux de risque de 10/1million par année (1x10^{-5}/an), de 1/1million par année (1x10^{-6}/an) et de 0.3/1million par année (0.3x10^{-6}/an) sont respectivement atteints à une distance de 11m, de 85m et de 112m du centre du terrain du poste (figure 8).

Au moment de cette étude, le terrain envisagé par *Énergir* pour la construction de ce poste est d'environ 50m x 50m. À noter que le rayon (distance) se mesure à partir du centre du terrain du poste et jusqu'à la ligne de lot des types d'usages voisins.

Tenant compte des usages voisins existants et de la dimension du terrain qui appartiendra à *Énergir* pour la construction de ce poste, les usages existants autour de l'emplacement envisagé pour le poste de vanne avec gare de lancement sont donc conformes avec les critères du CCAIM.

5.8.2 Gazoduc de transmission de 16pouces, classe 7070 kPa

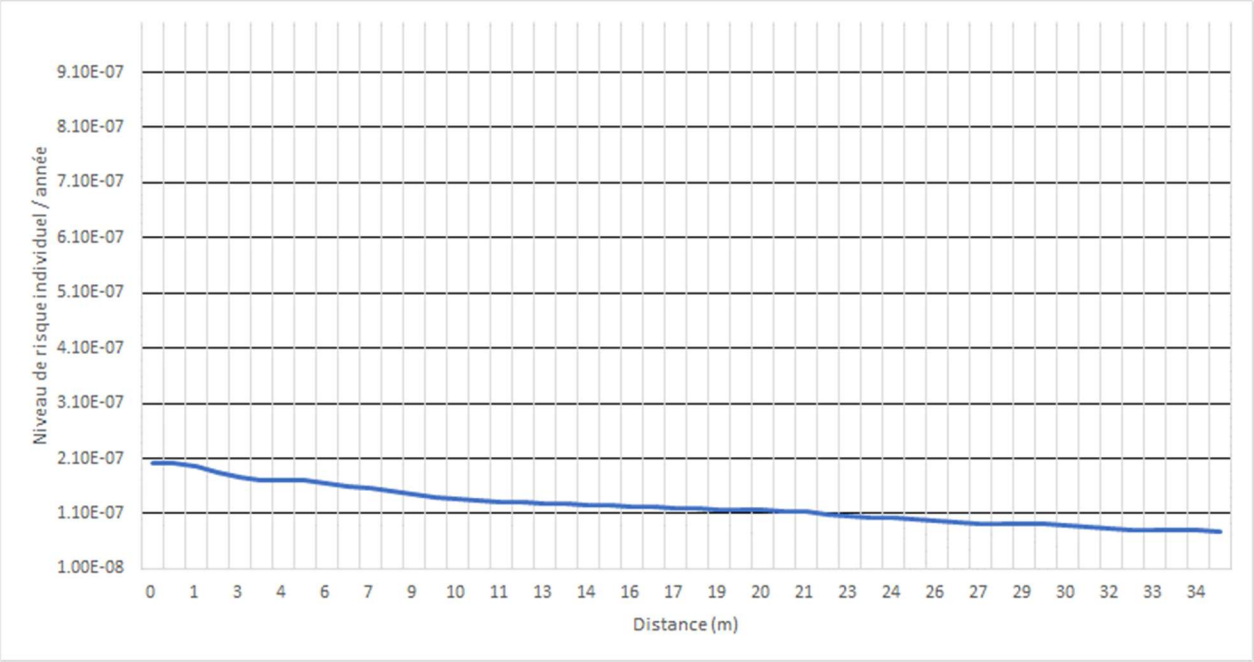


Figure 9 : Profil du niveau de risque individuel de chaque côté du gazoduc de transmission – combinaison jour et nuit

Pour le gazoduc de transmission, la probabilité de décès maximum est de 2.02 x 10^{-7} par année pour quelqu'un qui serait situé en permanence au-dessus du gazoduc. Il n'y a donc pas de contrainte reliée à l'emplacement prévue du gazoduc (figure 9).

À noter que le rayon (distance) se mesure à partir du centre du gazoduc et jusqu'à la ligne de lot des types d'usages voisins.

Les usages existants sur le tracé du gazoduc de transmission sont donc conformes avec les critères du CCAIM.

5.8.3 Gazoduc d'alimentation de 12pouces, classe 2400 kPa

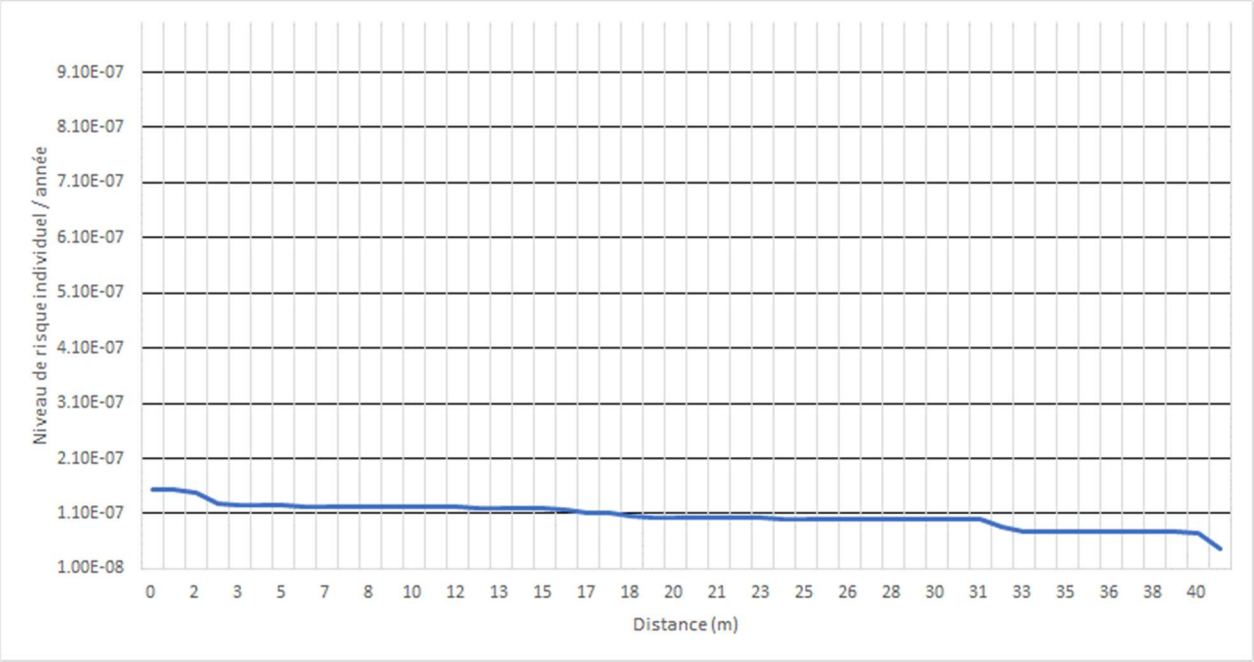


Figure 10 : Profil du niveau de risque individuel de chaque côté du gazoduc d'alimentation - combinaison jour et nuit

Pour le gazoduc d'alimentation, la probabilité de décès maximum est de 1.53×10^{-7} par année pour quelqu'un qui serait situé en permanence au-dessus du gazoduc. Il n'y a donc pas de contrainte reliée à l'emplacement prévue du gazoduc (figure 10).

À noter que le rayon (distance) se mesure à partir du centre du gazoduc et jusqu'à la ligne de lot des types d'usages voisins.

Les usages existants sur le tracé du gazoduc d'alimentation sont donc conformes avec les critères du CCAIM.

5.8.4 Poste de livraison avec gare de réception

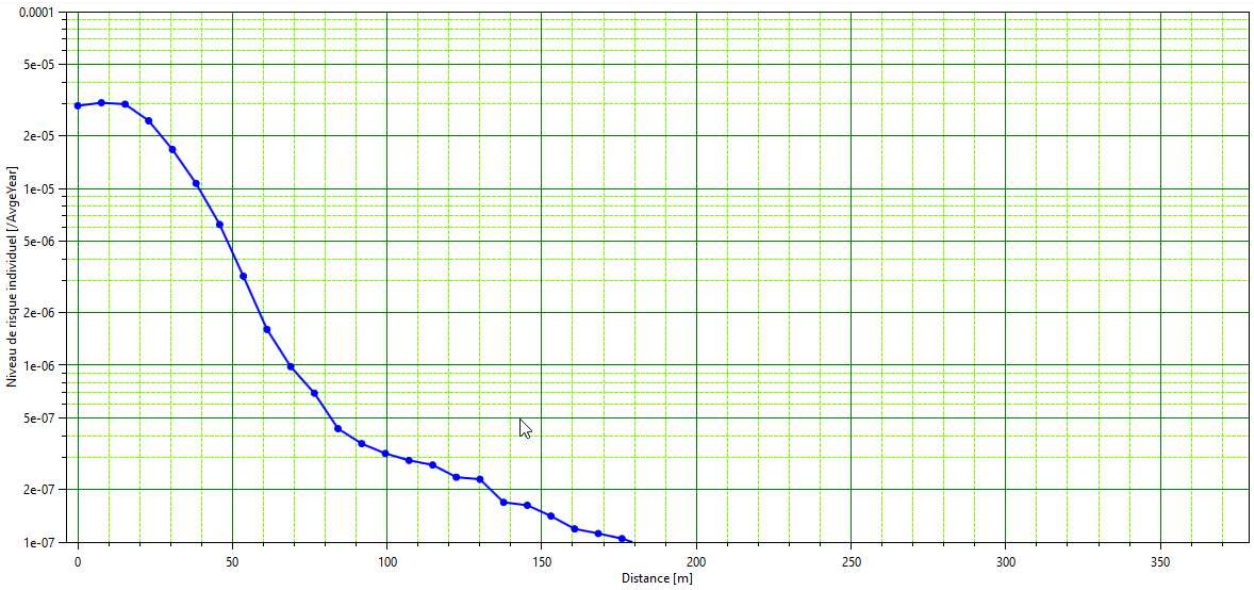


Figure 11 : Profil du niveau de risque individuel pour le poste de livraison (gare de réception) – combinaison jour et nuit

Pour le poste de livraison avec gare de réception, la probabilité de décès maximum est d'environ 3.1 x 10^{-5} par année pour quelqu'un qui serait situé en permanence au centre du terrain du poste. Les niveaux de risque de 10/1million par année (1x10^{-5}/an), de 1/1million par année (1x10^{-6}/an) et de 0.3/1million par année (0.3x10^{-6}/an) sont respectivement atteints à une distance de 39m, de 69m et de 104m du centre du terrain du poste (figure 11).

Au moment de cette étude, le terrain envisagé par *Énergir* pour la construction de ce poste est d'environ 100m x 180m. À noter que le rayon (distance) se mesure à partir du centre du terrain du poste et jusqu'à la ligne de lot des types d'usages voisins.

Tenant compte des usages voisins existants et de la dimension du terrain qui appartiendra à *Énergir* pour la construction de ce poste, les usages existants autour de l'emplacement envisagé pour le poste de livraison avec gare de réception sont donc conformes avec les critères du CCAIM

5.9 Incertitude et conservatisme dans l'évaluation du risque individuel

Malgré la rigueur scientifique qui a été appliquée dans le cadre de cette étude, il faut noter qu'il y a toujours un degré d'incertitude important dans les estimations de risques.

Plusieurs hypothèses doivent être faites pour évaluer les conséquences et pour estimer les fréquences; ceci peut changer les résultats calculés de plusieurs ordres de grandeur. Tel que requis, la démarche utilisée avait pour objectif d'effectuer des estimations qui sont réalistes, mais qui conserve un côté prudent (c'est-à-dire une approche qui vise plutôt à surestimer les risques).

Par exemple, lors de l'analyse des conséquences, des hypothèses conservatrices ont été utilisées en ce qui concerne la durée d'exposition des personnes aux divers scénarios envisagés. Il est assumé que les personnes sont à l'extérieur 100% du temps et sont totalement exposées aux effets de la radiation thermique provenant des incendies. Aucune mesure de protection n'a été prise en compte (ex : capacité d'évacuer ou protection des personnes se trouvant à l'intérieur d'un bâtiment). Ceci conduit à une surestimation de la charge thermique reçue par les personnes exposées. Par exemple, s'il est considéré que les personnes sont à l'intérieur d'un bâtiment et ainsi protégées des effets directs de la radiation thermique dans 50% des situations (ce qui demeure une estimation conservatrice), le niveau de risque global est réduit de cette même proportion. De plus, toujours pour l'évaluation des conséquences, la pression d'opération du gazoduc qui a été utilisée correspond à la pression d'opération normale maximale en amont du gazoduc. Si une valeur moyenne d'opération ou une perte due à la friction le long du gazoduc avaient été considérées, les distances de dangers auraient été réduites et par le fait même le niveau de risque global.

Ainsi, les paramètres d'entrée choisis ont été bien équilibrés et assurent une estimation réaliste, mais conservatrice des risques liés aux gazoducs et aux postes.

6 MESURES DE GESTION DES RISQUES ET DE LA SÉCURITÉ

En plus de la norme CSA Z662-15 portant sur les réseaux de canalisations de pétrole et de gaz, les équipements du projet tiendront compte de plusieurs normes et codes de conception et d'exploitation.

Les équipements de protection prévus sont les suivants :

- Système de protection cathodique de type mixte, composé d'anodes sacrificielles et de redresseurs de courant couplés à des lits d'anodes, ainsi que des revêtements afin de protéger la conduite contre la corrosion.
- Signalement de la présence du gazoduc par l'installation de panneaux indicateurs répartis tout au long du tracé.
- Rubans avertisseurs enfouis dans la partie supérieure de la tranchée afin d'indiquer la présence de la conduite lors de travaux d'excavation.
- Clôtures pour protéger les aires des vannes de sectionnement et les postes.

En période d'exploitation, le gazoduc bénéficiera des mesures de sécurité suivantes afin d'assurer l'intégrité des nouvelles installations et l'intégration au réseau existant :

- Entretien du système de protection contre la corrosion;
- Surveillance permanente à distance du gazoduc et des installations connexes 24/24, 7/7;
- Détecteurs de gaz dans les bâtiments monitorés à distance;
- Vannes à fermeture automatique en cas de perte de pression importante;
- Surveillance du réseau par patrouilles aériennes;
- Inspection interne et externe à l'aide d'équipements de haute précision;
- Sensibilisation continue des propriétaires fonciers, des municipalités, des entrepreneurs et des services d'urgence;
- Adhésion au programme Info-Excavation;
- Implantation du programme de gestion de l'intégrité.

Énergir dispose déjà d'un programme de gestion des risques incluant un plan des mesures d'urgence pour faire face aux divers événements pouvant survenir dans le cadre de l'exploitation de son réseau de gazoducs. Ce programme répond aux normes suivantes:

- CAN/CSA Z246.2-18 - Préparation et intervention d'urgence pour les installations liées à l'industrie du pétrole et du gaz naturel
- CAN/CSA Z246.1-17 - Gestion de la sûreté des installations liées à l'industrie du pétrole et du gaz naturel.

La version actuelle du plan des mesures d'urgence de *Énergir* sera mise à jour afin de tenir compte des nouvelles installations du gazoduc.

Le plan final, qui prendra en considération les spécificités du nouveau gazoduc, sera complété avant la mise en service du gazoduc.

7 CONCLUSION

7.1 Zones de planification des mesures d'urgence

Les zones de planification des mesures d'urgence sont basées sur les conséquences d'un scénario plausible et ayant les plus grandes conséquences parmi tous les scénarios alternatifs d'accidents.

Pour le gazoduc de transmission proposé, les zones de planification des mesures d'urgence ont été déterminées pour le scénario de rupture complète du gazoduc, avec le gaz qui fuit à plein diamètre, en jet double (des deux côtés de la rupture), suivie d'une ignition et feu en chalumeau (conditions météo 5m/s, stabilité D).

Pour le gazoduc d'alimentation, le scénario de planification des mesures d'urgence retenu correspond à la rupture partielle du gazoduc, avec le gaz qui fuit par une brèche correspond au plein diamètre de la conduite, suivie d'une ignition et feu en chalumeau (conditions météo 5m/s, stabilité D).

Les informations suivantes devraient servir à l'élaboration des zones de planification des mesures d'urgence avec les autorités :

- Pour des fuites en provenance du gazoduc de transmission qui résulteraient en danger d'incendie, la distance de planification des mesures d'urgence est de 398m de chaque côté du centre du gazoduc.
- Pour des fuites en provenance du gazoduc d'alimentation qui résulteraient en danger d'incendie, la distance de planification des mesures d'urgence est de 128m de chaque côté du centre du gazoduc.
- Pour le poste de vanne et le poste de livraison, les zones de planification des mesures d'urgence sont plus petites que celles du gazoduc de transmission et correspondent donc aussi à 398m de rayon mesuré à partir du centre du terrain du poste.

À la suite d'un inventaire sur le terrain, les éléments sensibles suivants ont été relevés à l'intérieur des zones de planification des mesures d'urgence :

- Autour du gazoduc de transmission, un maximum de 3 triplex/maisons de ville plus de 2 unités, 1 parc municipal, provincial, 3 bâtiments agricoles (hangar, grange), 27 résidences unifamiliales, 2 commerces légers (magasin individuelle, dépanneur, restaurant), 2 bâtiments agricoles équestres et 1 duplex, semi-détaché se situent dans la zone définie par une radiation de 5 kW/m2.
- Autour du gazoduc d'alimentation, un maximum d'un seul bâtiment de type commerce léger (magasin individuelle, dépanneur, restaurant) se situe dans la zone définie par une radiation de 5 kW/m2.

7.2 Zones d'aménagement du territoire

Les décisions futures d'aménagement du territoire peuvent être basées sur les niveaux de risques individuels calculés dans cette étude en comparaison avec les lignes directrices du CCAIM (voir figure 7).

Pour le poste de vanne avec gare de lancement, la probabilité de décès maximum est de 1.17×10^{-5} par année pour quelqu'un qui serait situé en permanence au centre du terrain du poste. Pour le gazoduc de transmission, la probabilité de décès maximum est de 2.02×10^{-7} par année pour quelqu'un qui serait situé en permanence au-dessus du gazoduc. Pour le gazoduc d'alimentation, la probabilité de décès maximum est de 1.53×10^{-7} par année pour quelqu'un qui serait situé en permanence au-dessus du gazoduc. Pour le poste de livraison avec gare de réception, la probabilité de décès maximum est d'environ 3.1×10^{-5} par année pour quelqu'un qui serait situé en permanence au centre du terrain du poste.

Tenant compte des usages voisins existants et de la dimension des terrains acquis par *Énergir* pour la construction des 2 postes, les usages existants autour du tracé des 2 gazoducs et de l'emplacement envisagé des 2 postes sont donc conformes avec les critères du CCAIM.

8 RÉFÉRENCES

Alp et al. (1996) Risk quantification for meteorology- and direction-dependent hazards due to point and linear risk sources. J. Loss Prev. Process Ind. Vol. 9, no. 2.

API 521 (2014) *Guideline for Pressure Relieving and Depressuring Systems*, Sixth Edition, American Petroleum Institute, January.

BST (2018) Pipeline occurrence data from January 2004. Bureau de la sécurité des transport. Consulté en octobre 2018. http://www.tsb.gc.ca/eng/stats/pipeline/data-1.asp

CCPS (1999) Guidelines for Chemical Process Safety Quantitative Risk Analysis. 2nd Edition. Center for Chemical Process Safety, New York.

CCPS (2010) Guidelines for Evaluating the Characteristics of Vapor Cloud Explosions, Flash Fires, and BLEVEs. Center for Chemical Process Safety, New York.

CCPS (2014) Guidelines for Determining the Probability of Ignition of a Released Flammable Mass. Center for Chemical Process Safety, New York.

Chio et al. (2016) Development of Probability of Ignition Model for Ruptures of Onshore Natural Gas Transmission Pipelines. Journal of Pressure Vessel Technology.

Conseil pour la réduction des risques d'accidents industriels majeurs (CRAIM) (2013) Les valeurs de références de seuils d'effets pour déterminer les zones de planification des mesures d'urgence et d'aménagement du territoire.

Conseil pour la réduction des risques d'accidents industriels majeurs (CRAIM) (2017) Guide de gestion des risques d'accidents majeurs à l'intention des municipalités et de l'industrie.

CSA Z246.2 (2018) Préparation et intervention d'urgence pour les installations liées à l'industrie du pétrole et du gaz naturel

CSChE (2004) Risk Assessment – Recommended Practices for Municipalities and Industry. Canadian Society for Chemical Engineering. ISBN No. 0-920804-92-6.

CSChE (2008) Risk-based Land Use Planning Guidelines, Cover Note that updates MIACC (1995), published by the Canadian Society for Chemical Engineering.

DNVGL (2012) Failure frequency guidance, process equipment leak frequency data for use in QRA.

Énergir (2018) Fichiers Google Earth du tracé projeté des gazoducs et des éléments sensibles.

Environnement et Changement climatique Canada (2018) Rose des vents, station de Jonquière (7063370) Annuel 1994-2018. Services climatiques / service météorologique du Canada.

INERIS (1999) Guide d'évaluation des effets d'une explosion de gaz à l'air libre. Analyse des risques et prévention des accidents majeurs, Direction des risques accidentels, ministère de l'Écologie et du Développement durable.

International Association of Oil and Gas Producers (OGP), 2010. Ignition Probabilities. Report no. 434-6.1, March 2010.

International Association of Oil and Gas Producers (OGP), 2010. Risk Assessment Data Directory – Riser & pipeline release frequencies. Report no. 434-4, March 2010.

Leis, B.N., Chang, O.C., Bubenik, T.A. (2002) Leak versus rupture considerations for steel low-stress pipeline. Report to Gas research Institute, Batelle contract No. 8194. Columbus, OH . March.

MIACC (1995) Risk-based Land Use Planning Guidelines. Major Industrial Accidents of Canada. ISBN 1-895858-10-0.

Ministère du Développement durable, Environnement et Lutte contre les changements climatiques (avril 2018) Directive pour la réalisation d'une étude d'impact sur l'environnement

Ministère du Développement durable, Environnement et Lutte contre les changements climatiques (avril 2018) Directive pour la réalisation d'une étude d'impact sur l'environnement - Autres renseignements requis pour un projet d'oléoduc ou de gazoduc

National Institute of Public Health and the Environment (RIVM) (2009) Reference Manual Bevi Risk Assessments version 3.2, the Netherlands

NEB (2011). Focus on Safety and Environment: A Comparative Analysis of Pipeline Performance 2000-2009. National Energy Board.

NOAA (2018) Pasquill Stability Classes. Site internet.

PHMSA (Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration), 2018. Site internet consulté en septembre 2018. Données de 1984-2018. https://www.phmsa.dot.gov/data-and-statistics/pipeline/distribution-transmission-gathering-lng-and-liquid-accident-and-incident-data

Théberge, Marie-Claude (2002) Guide d'analyse de risques d'accidents technologiques majeurs, Document de travail. Ministère de l'Environnement (MENV), Direction des évaluations environnementales.

UKHSE (2012) Failure Rate and Event Data for use within Land Use Planning Risk Assessments. UK Health and Safety Executive. June 28.

9 ANNEXE 1 – FICHE DE DONNÉES DE SÉCURITÉ DU GAZ NATUREL

FICHE DE DONNÉES DE SÉCURITÉ

énergir

Gaz Naturel Gazeux (GNG)

No. FDS 001 | Version 1.02 | Date : 10-11-2015 | Dernière édition : 12-12-2017

1. Identification du produit

Nom du produit	Gaz Naturel Gazeux
Référence	Aucune
Formule chimique	CH_4
Type de produit	
Usages	Combustible ou charge d'alimentation dans divers procédés Mélange d'hydrocarbures pétroliers
Synonyme(s)	GNG, gaz naturel gazeux
Fournisseur	Énergir 1717, rue du Havre Montréal (Québec) Canada H2K 2X3 1 514 598 3339
Téléphone d'urgence	1 855 598 8111
Site Internet	www.energir.com

2. Identification des dangers

Classification du produit	**Catégorie**	**Code**
Gaz inflammables	1	H220
Gaz sous pression	Gaz comprimé	H280
Asphyxiants simples	1	

Symboles de danger SGH



Mention d'avertissement	**DANGER - ATTENTION**
Mentions de dangers	H220 : Gaz extrêmement inflammable H280 : Contient un gaz sous pression; peut exploser sous l'effet de la chaleur
Conseils de prudence	
Général	S.O.
Prévention	P202 : ne pas manipuler avant d'avoir lu et compris toutes les précautions de sécurité. P210 : tenir à l'écart de la chaleur, des surfaces chaudes, des étincelles, des flammes nues et de toute source d'ignition. Ne pas fumer.
Intervention	P377 : fuite de gaz enflammé : ne pas éteindre si la fuite ne pas être arrêtée sans danger. P381 : en cas de fuite, éliminer toutes les sources d'ignition.
Stockage	P403 : stoker dans un endroit bien ventilé.
Élimination	S.O.
Autres dangers	Peut déplacer l'oxygène et causer rapidement la suffocation

Page 1 sur 7

FICHE DE DONNÉES DE SÉCURITÉ

énergir

Gaz Naturel Gazeux (GNG)

No. FDS 001 | Version 1.02 | Date : 10-11-2015 | Dernière édition : 12-12-2017

3. Composition/information sur les composants

COMPOSANTS	CAS #	% (p/p)
Méthane	74-82-8	95,4
Éthane	74-84-0	1,8
Azote	7727-37-9	1,9
Dioxyde de carbone	124-38-9	0,7

Information additionnelle Présent comme impureté d'autres hydrocarbures simples

4. Premiers soins

Procédures de premiers secours Montrer cette fiche de données de sécurité au personnel d'urgence et au médecin traitant.

Contact oculaire S.O.

Contact cutané S.O.

Inhalation

Transporter la victime à l'air frais

Pratiquer la réanimation cardiorespiratoire au besoin

Donner de l'oxygène si cela est possible

Le cas échéant, un examen médical est obligatoire

Ingestion S.O.

Symptômes et effets importants **ASPHYXIANT SIMPLE:** un gaz physiologiquement inerte qui exerce son action par déplacement de l'oxygène de l'air et qui peut avoir comme conséquence d'abaisser le pourcentage d'oxygène en volume sous les 19,5% et nécessaire pour maintenir une saturation du sang en oxygène.

Mention de la nécessité d'une prise en charge médicale immédiate ou d'un traitement spécial

Ne s'applique pas
Aucun traitement précis n'est indiqué
Donner les soins appropriés selon l'état du patient

5. Mesures à prendre en cas d'incendie

Agents extincteurs appropriés

Ne pas éteindre le feu à moins de pouvoir arrêter la fuite.
Poudre sèche, dioxyde de carbone (CO_2) pour les petits incendies, halon ou équivalent admis
De l'eau pulvérisée peut être utilisée pour refroidir les contenants.

Agents extincteurs inappropriés Ne pas utiliser, de la mousse à faible expansion ou un jet d'eau puissant directement sur le gaz.

Dangers spécifiques du produit dangereux

Inflammable si exposé à toute source d'ignition
Le gaz naturel est plus léger que l'air et se disperse dans l'atmosphère
Le gaz naturel ne brûlera pas et n'explosera pas s'il n'y a pas assez d'air ou s'il y en a trop
Évacuer la zone si les soupapes de sécurité sont actionnées
Le risque de rallumage ou d'explosion existe si la flamme est éteinte sans interruption de l'arrivée du gaz naturel et/ou si le lieu du sinistre n'est pas refroidi et la cause du feu n'est pas éliminée

Produits de combustion dangereux Le CO (monoxyde de carbone) si la combustion du gaz naturel est incomplète.

Page 2 sur 7

FICHE DE DONNÉES DE SÉCURITÉ

énergir

Gaz Naturel Gazeux (GNG)

No. FDS 001 | Version 1.02 | Date : 10-11-2015 | Dernière édition : 12-12-2017

6. Mesures à prendre en cas de déversements accidentels

Précautions individuelles, équipements de protection et mesures d'urgence

Utiliser un respirateur autonome dans des cas d'urgence
Arrêter le déversement ou la fuite
Éliminer toute source d'ignition et de chaleur
Assurer une ventilation maximale ou mettre une ventilation forcée.
Évacuer le personnel non essentiel et établir un périmètre de sécurité
Composer le 911
Si ce service n'est pas disponible dans votre région, composez le 1 800 361-8003

Précautions relatives à l'environnement

Laisser échapper le gaz dans l'atmosphère.
Pour des quantités importantes, consulter le bureau régional de l'autorité environnementale ayant juridiction.

Méthodes et matériaux pour l'isolation et le nettoyage

Vérifier la condition et le comportement du récipient.
Considérez les conditions météorologiques (vitesse et direction du vent, température, humidité).
Rester en amont, et si possible évaluer le sens du déplacement du produit.
Utiliser de l'eau pulvérisée pour disperser les vapeurs.
Isoler la zone jusqu'à ce que le gaz se soit dispersé.
Aérer et tester la zone avant d'entrer.

7. Manutention et stockage

Précautions relatives à la sécurité de manutention

La manipulation doit être conforme aux dispositions de la LSST et de ses règlements, tel que le RSST (notamment les sections VII et X), le RSSM et le CSTC.
Manipuler à l'écart de toute source d'ignition. Ne pas fumer. Utiliser des outils non métalliques. L'appareillage doit être mis à la masse. Ventiler adéquatement sinon porter un appareil respiratoire approprié. Les bouteilles de gaz comprimés ne doivent pas subir de chocs violents et il ne faut jamais utiliser une bouteille endommagée. Elles doivent être attachées debout ou retenues dans un chariot lorsqu'elles sont utilisées. Ne pas utiliser les bouteilles de gaz comprimés à d'autres fins que celles auxquelles elles sont destinées. Manipuler de façon sécuritaire selon les méthodes normalisées et conformes aux RSST, NFPA-30 et CNPI. Il existe un code de la CSA (Association canadienne de normalisation) sur l'installation du gaz naturel et du propane (CSA B149.1-00).
Utiliser seulement dans des zones bien ventilées. Voir aussi les règlements OSHA pour la manipulation de ce produit, y compris la norme 29 CFR 1910.110 Storage and handling of liquefied petroleum gases.

Conditions de sécurité de stockage

L'entreposage doit être conforme aux dispositions de la LSST et de ses règlements, tel que le RSST (notamment les sections VII et X), le RSSM et le CSTC. Selon la situation, le chapitre Bâtiment du Code de sécurité et le CNPI peuvent également s'appliquer.
Conserver à l'écart de toute source de chaleur et d'ignition. Conserver dans un endroit frais, à l'abri des matières oxydantes. Mettre les contenants à la masse, dans un endroit bien ventilé. Les bouteilles de gaz comprimé doivent être conformes à la Loi sur les appareils sous pression (L.R.Q., c. A-20.01) et aux règlements qui en découlent. Les bouteilles de gaz comprimé doivent être tenues à l'écart de toute source de chaleur susceptible d'élever la température du contenu au-delà de 55 °C, être munies du capuchon protecteur des soupapes quand elles ne sont pas utilisées, être emmagasinées debout, les soupapes dirigées vers le haut et être solidement retenues en place. Des bouteilles de gaz comprimé reliées en série par un collecteur doivent être supportées, maintenues ensemble et former une unité, à l'aide d'un cadre ou d'une autre installation conçu à cette fin. Les robinets et les dispositifs de sécurité doivent être à l'abri des chocs. Conserver à l'écart de toute flamme, des étincelles et des températures excessives.
Conserver uniquement dans des contenants approuvés.

Incompatibilités

Le gaz naturel peut brûler ou exploser dans un espace clos lorsqu'il est mélangé à des oxydants forts (peroxyde, chlore, dioxyde de chlore, oxygène liquide)
Ce produit est incompatible avec ces substances: Le chlore, l'oxygène à l'état liquide, les agents oxydants forts.

Page 3 sur 7

FICHE DE DONNÉES DE SÉCURITÉ

énergir

Gaz Naturel Gazeux (GNG)

No. FDS 001 | Version 1.02 | Date : 10-11-2015 | Dernière édition : 12-12-2017

8. Contrôle de l'exposition/protection individuelle

Paramètres de contrôle – Valeurs d'exposition admissibles RSST (QC)

NOM CHIMIQUE	# CAS	Type	Valeur	Remarque
Méthane	74-82-8			Asphyxiant simple
Éthane	74-84-0			Asphyxiant simple
Azote	7727-37-9			Asphyxiant simple
Dioxyde de carbone	124-38-9	VEMP VECD	5000 ppm 30 000 ppm	

Autre information Aucuns connus

Contrôle d'ingénierie Ventilation générale. Utiliser un ventilateur mécanique antidéflagrant

Mesures de protection individuelle

Protection des yeux/visage S'il y a des risques de contact avec le gaz naturel sous pression, porter des lunettes de protection ou un écran facial
La sélection d'un protecteur oculaire, lunettes anti-éclaboussures, écran facial, etc. dépend de la nature du travail à effectuer et du risque d'exposition.

Protection de la peau et du corps Dans des conditions normales, les gants ne sont pas nécessaires

Protection respiratoire En général, aucune protection nécessaire s'il y a suffisamment d'oxygène.
Utiliser un respirateur autonome dans des cas d'urgence

9. Propriétés physico-chimiques

Apparence (état physique, couleur, etc.)	Gaz incolore et inodore	**Tension de vapeur**	S.O.
Odeur	Produit odorant (mercaptan) pour la détection de fuites odeur d'œufs pourris	**Densité de vapeur (air = 1)**	0,578
Seuil olfactif	Moins de 10 000 ppm dans l'air	**Densité relative (eau = 1)**	0,44 à -162 °C
pH	S.O.	**Solubilité(s) dans l'eau**	0,0023g/100 ml
Point de fusion/point de congélation	-187 °C à -182 °C (estimé)	**Coefficient de partage n-octanol/eau**	0,0812
Point initial d'ébullition et domaine d'ébullition	-161 °C	**Température d'auto inflammation**	538 °C
Point d'éclair	-188 °C	**Température de décomposition**	N.D.
Taux d'évaporation (éther = 1)	S.O.	**Viscosité**	N.D.
Inflammabilité (solide, gaz)	S.O.	**Point d'écoulement**	N.D.
Limites supérieures/inférieures d'inflammabilité ou d'explosibilité	Inférieure : 4,9% à 25 °C Supérieure : 14,9% à 25 °C		

Page 4 sur 7

FICHE DE DONNÉES DE SÉCURITÉ

énergir

Gaz Naturel Gazeux (GNG)

No. FDS 001 | Version 1.02 | Date : 10-11-2015 | Dernière édition : 12-12-2017

10. Stabilité et réactivité

Réactivité Tenir loin des sources d'allumage et de chaleur, des températures élevées, des flammes nues, des étincelles, de la soudure, de l'électricité statique et d'autres sources d'ignition. Défense de fumer.

Stabilité chimique Stable dans des conditions normales d'utilisation, de conservation et de transport.

Risques de réactions dangereuses Une polymérisation dangereuse ne se produit pas.

Conditions à éviter Le méthane gazeux, à l'intérieur des limites d'inflammabilité ou d'explosivité, peut facilement s'enflammer en présence d'une décharge électrostatique d'énergie suffisante.

Matériaux incompatibles Peut brûler ou exploser dans un espace clos lorsqu'il est mélangé à des oxydants forts (peroxyde, chlore, dioxyde de chlore, oxygène liquide)

Produits de décomposition dangereux Lorsqu'il est chauffé à haute température, jusqu'à sa décomposition, il émet des gaz toxiques de monoxyde de carbone et de dioxyde de carbone.

11. Données toxicologiques

Information sur les voies d'exposition probables Voies respiratoires et cutanée. Physiologiquement inerte. L'ingestion est peu probable lors d'une utilisation industrielle normale.

Effets sur la santé associés aux ingrédients

Inhalation/peau/yeux Asphyxiant simple :
Le gaz naturel en déplaçant l'air, agit comme un asphyxiant. Le remplacement de l'air par le gaz naturel peut causer des maux de tête, un affaiblissement des facultés, des erreurs de jugement, une lassitude croissante et une coordination réduite menant à des convulsions, au coma puis à la mort. Narcotique à de fortes concentrations

Données toxicologiques aiguës

Nom chimique	CAS	DL_{50}	CL_{50}
Méthane	74-82-8	N.A.	35 355 ppm 4 heures(souris)
Éthane	74-84-0	N.A.	N.D.
Azote	7727-37-9	N.A.	N.D.
Dioxyde de carbone	124-38-9	N.A.	N.D.

Corrosion/irritation de la peau Ce produit n'est pas irritant.

Lésion oculaire grave/irritation oculaire Ce produit ne provoque pas d'irritation/lésion oculaire grave

Sensibilisation respiratoire ou cutanée Aucune donnée concernant la sensibilisation respiratoire et cutanée n'a été trouvée dans les sources documentaires consultées.

Toxicité pour certains organes cibles Aucune donnée concernant un effet sur les organes cibles n'a été trouvée dans les sources documentaires consultées.

Cancérogénicité Aucune donnée concernant un effet cancérogène n'a été trouvée dans les sources documentaires consultées (OSHA, ACGIH).

Toxicité pour la reproduction Aucune donnée concernant les effets sur la reproduction n'a été trouvée dans les sources documentaires consultées.

Page 5 sur 7

FICHE DE DONNÉES DE SÉCURITÉ

énergir

Gaz Naturel Gazeux (GNG)

No. FDS 001 Version 1.02 Date : 10-11-2015 Dernière édition : 12-12-2017

Mutagénicité sur les cellules germinales Aucune donnée concernant un effet mutagène in vivo ou in vitro sur des cellules de mammifères n'a été trouvée dans les sources documentaires consultées.

12. Données écologiques

Ecotoxicologie aquatique

Composants	CAS	CL_{50}
Méthane	74-82-8	N.D.
Éthane	74-84-0	N.D.
Azote	7727-37-9	N.D.
Dioxyde de carbone	124-38-9	N.D.

Ecotoxicologie terrestre Ce matériel n'est pas nocif pour l'environnement.

Persistance et dégradation Le produit n'est pas persistant dans l'environnement

Potentiel de bioaccumulation Ne provoque pas de bioaccumulation.

Mobilité dans le sol Non considéré comme mobile.

Autres effets nocifs Donnée non disponible.

13. Données sur l'élimination

Élimination des résidus Laisser échapper le gaz dans l'atmosphère.
Dans le cas d'une fuite d'une bouteille, fermer la bouteille et la retourner au fournisseur.

14. Informations relatives au transport

Identification ONU UN 1971
Nom d'expédition GAZ NATUREL (à haute teneur en méthane) COMPRIMÉ
Classe de danger 2.1
Groupe d'emballage S.O
Dangers environnementaux Ce matériel n'est pas nocif pour la vie aquatique.
Description additionnelle et information S.O.

15. Informations sur la réglementation

Réglementation applicable La classification du produit et la FDS ont été élaborées conformément au RPD.
Ce produit a été classifié selon les critères du RPC et la FDS contient tous les renseignements requis par le RPD.
Loi sur la santé et la sécurité du travail (chapitre S-2.1)
Règlement sur la santé et la sécurité du travail (c. S-2.1, r. 19.01)
Le produit est contrôlé selon le SIMDUT-2015
L'ensemble des ingrédients font partis de la liste intérieure des substances au Canada. (LIS)

16. Autres informations

FDS rédigée par Envirospec pour Énergir
www.envirospec.qc.ca
FDS historique Première version 10-11-2015
FDS statut *Actif*

Page 6 sur 7

FICHE DE DONNÉES DE SÉCURITÉ

énergir

Gaz Naturel Gazeux (GNG)

No. FDS 001 | Version 1.02 | Date : 10-11-2015 | Dernière édition : 12-12-2017

Autres informations

Les renseignements contenus dans cette fiche ont été écrits selon les meilleures connaissances et la meilleure expérience actuellement disponibles.

Références

ACGIH. *Guide to Occupational Exposure Values 2012*, Compiled by the American Conference of Governmental Industrial Hygienists (ACGIH)

CANUTEC

CSST. *Service du répertoire toxicologique*.

GOUVERNEMENT DU QUÉBEC. *Règlement sur la santé et la sécurité du travail* (c.S-2.1, r.19.01) Update August 1st 2015

ROBERT R, Lauwerys (2003). *Toxicologie industrielle et intoxications professionnelles*. 5ième édition. Masson, 1252 pp.

Transport Canada, *Règlement sur le transport des marchandises dangereuses (RTMD)*

U.S. DEPARTMENT OF HEALTH AND HUMAN SERVICES (2005). *NIOSH Pocket Guide to Chemical Hazards*. NIOSH Publications, 424 pp.

U.S. NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION. *Standards*
NFPA 77, Standard for Static Electricity
NFPA 68, Standard on Explosion Protection by Deflagration Venting
NFPA 69, Standard on Explosion Prevention Systems

Acronymes

ACGIH: American Conference of Governmental Industrial Hygienists
AICS: Australian Inventory of Chemical Substances
CAS: Chemical Abstract Services
CL: Concentration létale
CSST: Commission de la santé et sécurité du travail
DL: Dose létale
ECL: Existing Chemicals List
FDS: Fiche de Données de Sécurité
IARC: International Agency for Research on Cancer
LES: Liste extérieure des substances (Canada)
LIS: Liste intérieure des substances (Canada)
N.D.: Non Disponible
N.A. : Non Applicable
NFPA: National Fire Protection Association
NIOSH: National Institute for Occupational Safety and Health
NTP: National Toxicology Program
OEL: Occupational Exposure Limit
ONU: Organisation des Nations Unies
OSHA: Occupational Safety and Health Administration
QC: Province de Québec, Canada
REPTOX : Répertoire toxicologique de la CSST
RTMD: Règlement sur le transport des marchandises dangereuses
SGH: Système général harmonisé de classification et d'étiquetage des produits chimiques
SIMDUT: Système d'information sur les Matières Dangereuses Utilisées au Travail
S.O.: Sans Objet
STEL: Short Term Exposure Limit
TSCA: Toxic Substances Control Act
TWA: Time Weighted Average
VECD : Valeur d'exposition de courte durée
VEMP : Valeur d'exposition moyenne pondérée

Page 7 sur 7

10 ANNEXE 2 – HISTORIQUE D'ACCIDENTS

Les événements décrits ci-dessous proviennent des bases de données publiées et des informations officielles disponibles sur internet. Ces événements concernent les principaux accidents survenus sur des gazoducs dans les 38 dernières années (1980-2018). Cette liste ne peut être considérée exhaustive.

Le tableau 22 présente les accidents survenus sur des gazoducs en Amérique du Nord (hors Canada). Le tableau 23 inventorie les évènements survenus sur des gazoducs au Canada.

Les références consultées pour cette revue des accidents sont :

- Bureau de la sécurité des transports du Canada (BST) : http://www.tsb,gc.ca
- National Transportation Safety Board des États-Unis (NTSB) : http://www.ntsb.gov
- Wikipedia : http://en.wikipedia.org/wiki/List_of_pipeline_accidents_in_the_United_States
- The Major Hazard Incidents Data Service Database (MHIDAS), UK Health and Safety Executive
- ARIA Inventaire des accidents technologiques, http://aria.environnement.gouv.frl BARPI
- PHMSA (Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration), 2018. Site internet consulté en septembre 2018. Données de 1984-2018. https://www.phmsa.dot.gov/data-and-statistics/pipeline/distribution-transmission-gathering-lng-and-liquid-accident-and-incident-data

Tableau 22 : Accidents en Amérique du Nord 1980-2018

Année	Lieux	Cause	Détails
1982	Hudson, Iowa, USA	Percé par une pelle rétrocaveuse.	Gazoduc enterré. La pelle rétrocaveuse utilisée par les ouvriers de drainage a percé le gazoduc. La fuite s'est enflammée. 5 personnes tuées.
1984	Acachapan, Mexique	Vanne de sécurité cassée.	Vanne de sécurité rompue. La fuite s'est enflammée. 1 personne tuée, 44 blessées. L'accident a provoqué des dégâts sur neuf maisons et une école.
1984	St. Francisville, Jackson, Louisiane, USA	Erreur humaine lors d'un travail de réparation.	Après s'être rompu, un gazoduc de 30" (environ 75 cm) âgé de 29 ans a eu une fuite à 70 bar qui s'est enflammée. La rupture s'est produite conjointement avec les travaux de construction destinés à renforcer le facteur de sûreté du gazoduc sur une distance de 500m. La cause de la rupture a été une combinaison entre les supports fragiles du gazoduc dans la tranchée et une mauvaise soudure entre le nouveau et l'ancien tronçon du gazoduc. 5 personnes tuées, 23 blessées. L'accident a, de plus, provoqué des dégâts sur environ 70 m^2 de bois.
1985	Beaumont, Kentucky USA	Rupture. Corrosion.	Un gazoduc situé près d'une autoroute. Il s'est rompu et la fuite s'est enflammée. 5 personnes tuées, 3 blessées, Plusieurs maisons et 6 voitures endommagées. La cause de la rupture était la corrosion.
1986	Sullivan USA	Gazoduc endommagé par un chargeur qui enlevait de la glace et de la neige.	Le gazoduc a été endommagé par un chargeur qui retirait la glace et la neige. La fuite s'est enflammée et l'accident a endommagé 3 bâtiments, tué 4 personnes et blessé 12 autres.
1989	New York USA	Gazoduc percé. Excavation	Un gazoduc enterré a été endommagé par une excavation. La fuite s'est enflammée tuant 2 personnes et en blessant 27 autres.
1992	West Pembina USA	Fuite. Cause inconnue	Un gazoduc de 6" (environ 15 cm). La ligne était fermée pour entretien lorsque l'accident s'est produit. La cause de la fuite est inconnue. La fuite s'est enflammée tuant une personne.
1992	Elwin, Illinois USA	Fuite. Cause inconnue	Un gazoduc de 24" (environ 60 cm). Origine de la fuite inconnue. Une boule de feu a enveloppé le matériel et les véhicules. 1 personne tuée et 4 blessées.

Année	Lieux	Cause	Détails
1994	Villahermosa Tabasco, Mexique	Explosion lors du nettoyage du gazoduc	Un gazoduc de 24" (environ 60 cm) a explosé alors que des ouvriers le nettoyaient. 9 personnes tuées et 30 blessées. Des maisons et des véhicules ont été détruits par l'explosion.
1994	Edison New Jersey USA	Gazoduc endommagé par les travaux de construction	Un gazoduc souterrain de 36" (environ 90 cm) a été détruit par des travaux de construction. La fuite s'est enflammée, tuant 1 personne.
1995	Villahermosa Mexique	Propagation de l'incendie	Propagation d'un incendie d'essence jusqu'au Gaz de Pétrole Liquéfié (GPL) et aux gazoducs de gaz naturel. 1 personne tuée et 22 blessées.
1997	Indianapolis, Indiana, USA	Rupture. Dégâts causés par l'excavation.	Un gazoduc de gaz naturel s'est rompu, déversant du gaz naturel près d'une intersection. Le gaz s'est enflammé et s'est mis à brûler tuant un habitant et en blessant un autre. Gazoduc de 20 " (environ 50 cm), 310 psig (environ 20 bar)
1998	Magalannes, Tabasco, Mexique	Brèche dans le gazoduc.	Gazoduc ébréché, la fuite s'est enflammée. 11 personnes tuées, 2 blessées. L'incendie a détruit 5 ha de forêt.
1998	St Cloud, Minnesota, USA	Dégâts provoqués par des travaux de construction.	Des travaux de construction ont provoqué des dégâts sur un gazoduc. La fuite s'est enflammée. 4 personnes tuées et 25 blessées.
1999	Bridgeport, Alabama, USA	Dégâts provoqués par des travaux de construction.	Des travaux de construction ont provoqué des dégâts sur un gazoduc. La fuite s'est enflammée. 3 personnes tuées et 9 blessées. De plus, 3 bâtiments ont été endommagés par l'accident.
1999	Liberty hill, Texas, USA	Rupture. Excavation.	Un pipeline de gaz naturel est endommagé par des ouvriers lors du creusement d'une fouille. Ceci provoque une explosion et un incendie. Les flammes atteignent environ 50 m et une maison mobile. On compte un disparu, a priori un des ouvriers du chantier. Le propriétaire du pipeline coupe le gaz en amont du tronçon, ce qui arrête l'incendie. La population est évacuée dans un rayon de plus d'un km. 1 personne tuée et 3 blessées.
2000	Pecos River, près de Carlsbad, New Mexico, USA	Rupture. Corrosion.	Le gazoduc d'El Paso de 30" (environ 75 cm) a explosé dans un endroit reculé. Le gaz déversé s'est enflammé et a brûlé pendant 55 minutes. 12 personnes qui campaient sous un pont métallique, soutenant un plateau en béton sur lequel passait le gazoduc pour enjamber la rivière, ont été tuées et leurs trois véhicules détruits. Deux ponts suspendus en acier enjambant la rivière ont subi des dégâts. Une usure significative de la paroi intérieure du gazoduc âgé de 50 ans est peut-être responsable.

Année	Lieux	Cause	Détails
2003	Converse County, Wyoming, USA	Dépressurisation possible du gazoduc.	1 personne a été tuée et une autre a souffert de blessures graves. Ils étaient peut-être en train d'essayer de dépressuriser un gazoduc de gaz naturel lorsqu'il s'est rompu et a explosé.
2003	Lake Tapps, Washington	Fissure due à la corrosion.	Rupture d'un gazoduc de 26 pouces de diamètre. Allumage après une heure de fuite.
2003	Caddo County, Oklahoma	Fissure due à la corrosion.	Rupture d'un gazoduc de 26 pouces de diamètre. Pas d'incendie, mais évacuation.
2003	Bath County, Kentucky	Indéterminée	Rupture et incendie d'un gazoduc pendant une heure. Aucun dommage ou blessé.
2003	Lewis County, Washington	Corrosion externe et fissures.	Rupture d'un gazoduc sans allumage du gaz relâché pendant 3 heures.
2006	Larimer County, Wyoming USA	Gazoduc endommagé par des travaux	Des travaux ont endommagé le gazoduc. Une personne conduisant le camion a été tuée suite à l'éruption du gaz naturel qui s'est enflammé.
2006	Clark County, Kentucky	Corrosion externe	Rupture et incendie d'un gazoduc. Dommages mineurs à certaines propriétés.
2007	Delhi, Louisiana, USA	Enquête en cours	1 personne tuée et une autre brûlée aux mains en conduisant sur une autoroute inter-États lorsqu'une explosion d'une conduite de gaz naturel est survenue à proximité.
2008	Cooper County, Missouri	Corrosion	Rupture d'un gazoduc.
2009	Philo, Ohio	Construction et installation défaillantes	Rupture d'un nouveau gazoduc après 2 jours d'opération. Pas d'allumage du gaz, mais évacuation de quelques résidences
2010	North Texas	Gazoduc endommagé lors de travaux d'excavation.	3 décès et plusieurs blessés parmi les employés de l'entreprise d'excavation.
2010	San Bruno, Californie	Conduite âgée	Explosion d'un gazoduc et incendie du gaz. 8 décès et plusieurs blessés, 38 maisons détruites et 120 endommagées, 10 acres de broussailles brûlées.
2011	Lisbon, Ohio	Défaut de soudure	Rupture et incendie d'un gazoduc de 36 pouces de diamètre. Pas de blessés.
2011	Cumberland, Ohio	Défaut de matériel ou de soudure.	Rupture d'un gazoduc

Année	Lieux	Cause	Détails
2011	Gillette, Wyoming	Mauvaise construction et installation.	Rupture d'un gazoduc de 30 pouces de diamètre âgé de 6 mois. Pas d'allumage du gaz relâché.
2011	Glouster, Ohio	Mouvement de terrain.	Rupture d'un gazoduc de 36 p. de diamètre suivie d'un incendie. 2 personnes blessées, 3 maisons et une ferme détruites
2011	Batesville, Mississipi	Conduite âgée (1946)	Rupture d'un gazoduc avec allumage du gaz relâché. Aucun dommage, mais environ 20 maisons évacuées
2011	Merengo Conty, Alabama	Corrosion externe en raison de problèmes avec le revêtement, la protection cathodique et la corrosivité du sol.	Rupture d'un pipeline suivie d'un incendie pendant plusieurs heures. Aucun dommage ou blessé
2011	Cache County, Uthah, USA	Inconnue	Rupture et fuite de gaz à une valve d'isolement. Allumage du gaz relâché, projection de débris à 200 pieds, mais aucun dommage ou blessé
2012	Bâton rouge, Louisiane, USA	Inconnue	Rupture d'un gazoduc de transmission de 30 pouces de diamètre. Pas d'allumage du gaz relâché, mais évacuation des résidents à proximité
2012	Irvine, Kentucky	Bris causé par mouvement du sol induit par des précipitations intenses.	Rupture et explosion d'un gazoduc de transmission de 30 pouces de diamètre. Évacuation de 30 résidences sur un périmètre d'un mille. Projection de débris à 800 pieds mais aucune blessure.
2012	Terrebonne County, Louisiana	Corrosion interne.	Rupture et incendie d'un gazoduc de transmission de 16 pouces de diamètre. Pas d'évacuation, aucune blessure. Ce gazoduc sera mis hors service en 2017.
2012	Zwingle, Indiana	Dommage d'excavation causé par un tiers	Rupture et incendie d'un gazoduc de transmission de 16 pouces de diamètre. Pas d'évacuation, aucune blessure.
2012	Big Lake, Texas	Corrosion externe. Piqures de corrosion localisées (sur 10 m)	Rupture et explosion d'un gazoduc de transmission de 16 pouces de diamètre. Pas d'évacuation, aucune blessure
2012	Pampa, Texas	Défaut de fabrication. (point faible) fragilisé par l'hydrogène du gaz	Rupture et incendie d'un gazoduc de transmission de 26 pouces de diamètre. Pas d'évacuation, aucune blessure
2012	Redfield, Iowa	Corrosion interne dû	Rupture et incendie d'un gazoduc de transmission de 10 pouces de diamètre. Pas d'évacuation, aucune blessure

Année	Lieux	Cause	Détails
		au H2S et l'humidité	
2012	Eldorado, Texas	Corrosion externe	Rupture et explosion d'un gazoduc de transmission de 16 pouces de diamètre. Rupture au cours de la pressurisation du gazoduc au cours d'un test d'intégrité. Aucune évacuation
2012	Goldsmith, Texas	Corrosion externe. Piqures de corrosion localisées	Rupture et incendie d'un gazoduc de transmission de 16 pouces de diamètre. Boule de feu de 70 m de hauteur. Aucune blessure, aucune évacuation
2012	Sissonville, Virginie de l'ouest	Corrosion externe due au revêtement détérioré et protection cathodique inefficace	Rupture et explosion d'un gazoduc de transmission de 20 pouces de diamètre. Section de conduite de 6 m projetée à 10 m. Évacuation de 12 résidences, dont 3 détruites et plusieurs autres endommagées. Aucune blessure
2013	Franklinton, Louisiane	Corrosion externe. Rupture longitudinale	Rupture et explosion d'un gazoduc de transmission de 30 pouces de diamètre. Évacuation de 55 résidences. Deux blessés mineurs. Arbres couchés sur 200 m et brûlés sur 300 m.
2013	Kiowa, Oklahoma	Dommage au gazoduc dû à une excavation par un tiers	Rupture et incendie d'un gazoduc de transmission de 12 pouces de diamètre. Aucune évacuation, aucun blessé.
2013	Rosston, Oklahoma	Corrosion externe. Piqures de corrosion localisées (20 cm)	Rupture et incendie d'un gazoduc de transmission de 30 pouces de diamètre. Section de conduite de 65 m éjectée du sol. Aucune évacuation, aucun blessé.
2013	Hughesville, Missouri	Corrosion externe	Rupture et incendie d'un gazoduc de transmission de 30 pouces de diamètre. Évacuation de 9 résidences.
2014	Depew, Oklahoma	Corrosion externe et intergranulaire	Rupture et incendie d'un gazoduc de transmission de 26 pouces de diamètre. Aune évacuation, aucun blessé.
2014	Asheville, Caroline du Nord	Dommages à la conduite causés à l'installation en 2003	Rupture et incendie d'un gazoduc de transmission de 12 pouces de diamètre. Évacuation de 20 résidences. Dommages matériels (véhicules, résidences commerces).
2014	Knifley, Kentucky	Fragilisation de la paroi par l'hydrogène et mouvement de sol	Rupture et explosion d'un gazoduc de transmission de 30 pouces de diamètre. Expulsion d'une section de 25 m. Deux blessés et deux résidences détruites.
2014	Nickerson, Nouvelle-Angleterre	Défaillance due à fissure d'une soudure et mouvement de sol (travaux)	Rupture et explosion d'un gazoduc de transmission de 18 pouces de diamètre. Évacuation de 3 résidences.
2014	Warren, Minnesota	Défaut de fabrication	Rupture et incendie d'un gazoduc de transmission de 24 pouces de diamètre. Aucun blessé et aucune évacuation.

Année	Lieux	Cause	Détails
		de la paroi fragilisé par l'hydrogène	
2014	Canton de Ray, Missouri	Détonation interne dû à un mélange air/gaz	Rupture et explosion d'un gazoduc de transmission de 20 pouces de diamètre. Mauvaise séquence de purge du gazoduc pendant sa mise en route suite à de travaux correctifs. Aucun blessé et aucune évacuation
2015	Brandon, Mississipi	Fragilisation de la paroi par l'hydrogène à une section du gazoduc déjà muni d'un manchon	Rupture et explosion d'un gazoduc de transmission de 30 pouces de diamètre créant un cratère et incendie de 6 acres de forêt.
2015	Borgen, Texas	Corrosion du gazoduc causant la fissuration	Rupture et explosion d'un gazoduc de transmission de 30 pouces de diamètre. Une résidence évacuée, aucun blessé. Incendie sur 60 m d'un champs de blé.
2016	Kingsville, Texas	Surchauffe d'un équipement externe à une gare de raclage.	Rupture et explosion d'un gazoduc de transmission de 30 pouces de diamètre. Aucune évacuation
2016	Robertson County, Texas	Investigation en cours pour déterminer la cause	Rupture et explosion d'un gazoduc de transmission de 30 pouces de diamètre. Évacuation de 4 résidences
2016	Westmoreland County, Pennsylvanie	Corrosion externe	Rupture et explosion d'un gazoduc de transmission de 30 pouces de diamètre. Un blessé et destruction de sa résidence. Évacuation de 12 résidences dont plusieurs ont été endommagées.
2016	Robertson, Texas	Bris par un tiers	Rupture et explosion d'un gazoduc de transmission de 30 pouces de diamètre.
2016	Kingsville, Texas	Incendie à proximité qui a causé le bris.	Rupture et explosion d'un gazoduc.
2016	Austin, Pennsylvanie	Corrosion interne	Rupture et explosion d'un gazoduc de transmission de 20 pouces de diamètre.
2017	Refugio, Texas	Corrosion	Rupture et explosion d'un gazoduc de transmission de 36 pouces de diamètre.
2017	Monroe County, MS	Inconnue	Rupture et ignition d'une fuite sur un gazoduc.
2017	San Bernardino, Californie	Enquête en cours	Rupture et explosion d'un gazoduc de transmission de 30 pouces de diamètre.
2017	Canute, Oklahoma	Enquête en cours	Rupture et explosion d'un gazoduc de transmission de 20 pouces de diamètre.

Année	Lieux	Cause	Détails
2017	Orion Charter Township, MI	Surcharge causé par le matériel de remblai	Rupture et ignition d'une fuite sur un gazoduc de 22 pouces de diamètre.
2017	Ozark, Arizona	Inconnue	Rupture et explosion d'un gazoduc de 12 pouces de diamètre.
2018	Geismar, LA	Corrosion	Rupture et explosion d'un gazoduc de 16 pouces de diamètre.
2018	Noble, Ohio	Glissement de terrain (enquête en cours)	Rupture et ignition d'une fuite sur un gazoduc de 24 pouces de diamètre.
2018	Moundsville, WV	Enquête en cours	Rupture et explosion d'un gazoduc de transmission de 36 pouces de diamètre.
2018	Harvey, Kansas	Enquête en cours	Rupture et explosion d'un gazoduc de transmission de 26 pouces de diamètre.

Tableau 23 : Accidents canadiens 1980-2018

Année	Lieux	Cause	Détails
1980	Brooks, Alberta, Canada	Rupture.	Rupture d'une courte section enterrée de 36" (environ 90 cm) à 66.51 bar entre la bride et l'assemblage d'une vanne à une station de compression a été la cause d'une explosion qui a détruit la plus grande partie de la grande station de compression de transmission de gaz naturel.
1985	Oshawa. Canada	Perforation. Machine excavatrice.	Un gazoduc de 20" (environ 50 cm) a été percé par une machine d'excavation. 1 personne a été tuée et trois blessées.
1985	Ignace, Ontario Canada	Cause de l'accident inconnue	Un gazoduc de 914 mm à 67.51 bar. Rupture complète. Zone brûlée sur 171m de diamètre.
1985	Lowter, Ontario Canada	Cause de l'accident inconnue	Un gazoduc de 914 mm à 69 bar. Rupture complète. Zone brûlée sur 249m de diamètre.
1991	Cochrane, Canada	Défaillance matérielle	A la suite d'une défaillance matérielle, une explosion survient sur une conduite de gaz naturel.
1992	Caroline. Canada	Cause de l'accident inconnue	Un gazoduc enterré. Une fuite s'est enflammée et a endommagé 400m de gazoduc enterré.
1992	Chutes Iroqui, Ontario, Canada	Cause de l'accident inconnue	Un gazoduc situé dans un endroit reculé fuyait. La fuite s'est enflammée. Pas d'information supplémentaire disponible.
1992	Potter, Ontario, Canada	Cause de l'accident inconnue	Un gazoduc de 914 mm à 70 bar. Rupture complète. Zone brûlée sur 200m de large par 300m de long.

Année	Lieux	Cause	Détails
1994	Près de Latchford, Ontario. Canada	Rupture. Surcharge ductile.	Rupture et incendie sur le gazoduc de 36“ de TransCanada. La rupture a été causée par une cassure ductile due à une surcharge parce que la paroi de la canalisation s'était considérablement amincie à cause de corrosion externe. Aucun blessé. L’incendie a brûlé une zone de 4.77 hectares.
1994	Près de Maple Creek, Saskatchewan , Canada	Rupture. Fraction ductile de la délamination.	Rupture et incendie. La rupture a été causée par la rupture ductile d'un délaminage à mi-paroi de la conduite. Le délaminage a été causé par la diffusion d'hydrogène atomique dans des inclusions de l'acier de la conduite durant le fonctionnement normal du gazoduc. Aucun blessé.
1995	Rapid City, Manitoba, Canada	2 ruptures. D’abord rupture de surcharge ductile. Ensuite surchauffe.	Rupture initiale et incendie dans le gazoduc de 42“ de la TransCanada Pipelines. Une heure plus tard, une seconde rupture au même endroit. La première rupture a été causée par une cassure ductile due à une surcharge consécutive à une fissuration par corrosion sous tension de la canalisation. La deuxième rupture a été attribuée à la chaleur du premier incendie et à la fermeture tardive de la canalisation Une personne a subi des blessures mineures. La station de compression ainsi que deux véhicules ont subi des dégâts importants.
1995	Vermilion Bay, Ontario Canada	Cause de l’accident inconnue	Une explosion survient le long d'un gazoduc de gaz naturel, formant 2 cratères. Aucune victime.
1996	10km au sud-ouest de Winnipeg, près de St. Norbert, Manitoba, Canada	Rupture. Rupture de surcharge ductile.	Une rupture suivie par une explosion et un incendie sur le gazoduc de 34 “ de la TransCanada Pipelines. La rupture de la canalisation 100-2 a été causée par une fracture de surcharge ductile, résultant de contraintes externes élevées qui ont été imposées à la surface de la canalisation par le mouvement de la pente dans laquelle la conduite était enfouie. Le gazoduc était enterré dans une rivière. Pas de blessé. L'explosion et l'incendie ont entraîné la perte d'une résidence. Des lignes de transport hydro-électriques, des poteaux, des transformateurs et du matériel connexe se trouvant dans les environs immédiats du lieu de l'accident ont aussi été endommagés et ont dû être remplacés.

Année	Lieux	Cause	Détails
1997	Près de Fort St. John, Colombie-Britannique, Canada	Rupture. Glissement de terrain	Une rupture s'est produite dans un gazoduc de 8" (environ 22 cm). La fuite s'est enflammée. La rupture du gazoduc a été causée par une tension supérieure à la limite de conception lors de l'interaction de la conduite et du sol, en raison d'un déplacement rapide et soudain dans une vaste étendue de terrain formée par des glissements de terrain antérieurs. Aucun blessé.
1997	Alberta, Canada	Cause de l'accident inconnue	Des personnes sont évacuées et les routes sont fermées à la suite d'une fuite de gaz naturel acide et à forte teneur en soufre sur une conduite de transport. Les autorités locales contrôlent la qualité de l'air et l'eau dans le sol. En fin d'après-midi, les personnes regagnent leur domicile.
1997	Swift Current, Canada	Cause de l'accident inconnue	À la suite d'une fuite sur un gazoduc, un nuage de gaz naturel explose en une boule de feu. La section fuyarde est isolée par fermeture automatique de vannes. Le feu s'éteint après tarissement de la fuite. Aucune victime n'est à déplorer.
1997	Cabri, Saskatchewan, Canada	Rupture. Corrosion externe.	Une rupture s'est produite dans une zone affectée par de la corrosion externe, sur un gazoduc de 914 mm de diamètre appartenant à TransCanada Pipelines, près de Cabri. Environ 3 252 x 10^3 m^3 de gaz naturel se sont échappés. Le gaz s'est immédiatement enflammé, provoquant des dégâts au sol et à la végétation environnante. L'incendie principal a été éteint 20 minutes après la rupture. La propagation de la corrosion à la surface du gazoduc indique que le revêtement de ce dernier a été soit endommagé soit dissout, empêchant le gazoduc d'être correctement protégé par la protection cathodique.
1998	Valley View, Alberta, Canada	Corrosion externe et fissures dues à l'usure.	La corrosion externe et des fissures d'usure ont provoqué une fuite, qui s'est enflammée. Incendie de forêt.
1999	Alberta, Canada	Cause de l'accident inconnue	Une explosion se produit sur une canalisation de gaz naturel d'un mètre de diamètre. Aucun blessé et il n'y a pas eu d'évacuation. L'entreprise effectue les réparations des canalisations affectées lors de cet incident.

Année	Lieux	Cause	Détails
2000	Ignace, Canada	Cause de l'accident inconnue	Une canalisation de section 42 pouces transportant du gaz naturel se rompt pendant un test de pression. Les autorités indiquent que l'alimentation en gaz a été rapidement coupée, les effets sur l'environnement sont donc considérés comme nuls.
2000	Près de la halte routière de Zopkios de l'autoroute Coquihalla, Colombie-Britannique, Canada	Rupture. Fissuration sous contrainte en présence d'hydrogène.	Une rupture s'est produite dans un point dur localisé au poteau milliaire 569,9 de la canalisation principale T-South de 762 millimètres de diamètre extérieur, près de la halte routière de Zopkios située à la sortie 217 de l'autoroute de Coquihalla (Colombie-Britannique). Sept véhicules qui se trouvaient à la halte routière ont été endommagés par des débris projetés par l'explosion. Personne n'a été blessé. L'autoroute de Coquihalla a été fermée à la circulation pendant trois heures et demie par suite de la rupture.
2002	Brookdale, Manitoba, Canada	Rupture, corrosion sous tension	Un gazoduc de 914 millimètres de diamètre de TransCanada Pipelines s'est rompu dans une zone de fissuration par corrosion sous tension presque neutre (à pH faible) à quelque deux kilomètres du village de Brookdale (Manitoba). Après cette rupture, le gaz naturel s'est enflammé. Grâce à la fermeture automatique des vannes de canalisation principale en amont et en aval de la rupture, l'incendie s'est éteint de lui-même. Personne n'a été blessé.
2009	Rainbow Lake, Alberta	Indéterminée	Incendie avec allumage immédiat suite à une fuite de gaz.
2009	Englehart, Ontario	Fissuration par corrosion sous tension en milieu à pH quasi neutre. La cause première de la rupture était le soulèvement du revêtement extérieur fait d'un ruban de polyéthylène	Le gaz naturel qui s'échappait d'une rupture du gazoduc s'est enflammé, ce qui a causé une explosion. Celle-ci a créé un grand cratère et deux tronçons de conduite se sont détachés du réseau, l'une d'entre elles étant projetée à environ 150 mètres du lieu de la rupture. Il n'y a pas eu de blessés. Approximativement 25 hectares de forêt et de prairie ont brûlé. Bien que la région soit peu densément peuplée, 4 familles habitant à proximité ont été évacuées pendant 2 jours par mesure de sécurité. L'extérieur d'une maison située à environ 320 mètres au nord de la rupture du gazoduc a été légèrement endommagé. La conduite datait de 1973.

Année	Lieux	Cause	Détails
2009	Marten River, Ontario	La rupture a été la conséquence d'une défaillance ponctuelle résultant de la présence d'un point dur dans la conduite, d'une contrainte de traction engendrée par la pression du gaz et la présence probable d'hydrogène dans l'acier à l'endroit de la rupture.	Rupture du gazoduc, mais le gaz ne s'est pas enflammé. La vanne de canalisation principale a été fermée à la suite d'une baisse de pression dans le gazoduc. Un gros cratère s'est creusé et des débris de la conduite ont été projetés autour du point de rupture. L'incident n'a pas fait de blessés. La conduite datait de 1957.
2011	Beardmore, Ontario	La rupture a découlé d'une FCT (forme de fissuration écoassistée) longitudinale en milieu à pH quasi neutre, de nature transgranulaire	Le gaz qui s'échappait d'une rupture du gazoduc s'est enflammé, ce qui a causé une explosion. Celle-ci a créé un grand cratère et trois tronçons de conduite se sont détachés du réseau. Les tronçons et les débris ont été projetés jusqu'à 100 m du lieu de la rupture. Six personnes résidant près du lieu ont été évacuées jusqu'à ce que l'incendie soit éteint. Personne n'a été blessé.
2013	Boyle, Alberta.	Rupture du gazoduc	Pas d'ignition
2013	Alberta (60 km au nord de Wabasca)	La rupture a découlé d'une fracture du joint d'un coude qui s'est propagé à travers l'épaisseur de la paroi.	La rupture du gazoduc (après moins de 5 ans de service) n'a pas causé d'incendie, personne n'a été blessé, et aucune évacuation n'a été nécessaire. Un programme d'examen a donné lieu au renforcement de 16 coudes.
2014	Otterburn, Manitoba	Enquête en cours	Une boule de feu s'est formée en raison de l'inflammation du gaz non corrosif dans la conduite. Il y a eu évacuation d'une résidence à 0,5 km du lieu de la rupture. Il n'y a eu aucun blessé
2014	Rocky Mountain House, Alberta	Rupture du gazoduc (450 mm)	Pas d'ignition

Année	Lieux	Cause	Détails
2016	Chetwynd, BC	Fuite au poste de compression	Incendie
2016	Bruce, Alberta	Fuite sur une conduite de 6 pouces (9000 m3)	Pas d'ignition

11 ANNEXE 3 – DESCRIPTION DES SCÉNARIOS D'ACCIDENTS

Poste de vanne avec gare de lancement du racleur

Equipment (Piping/ Valve-Manual/ Valve-Automatic/ Flange/ Small Connection)	Equipment Description	Scenario Code System pressure; flow dia; release dia L, H, R1 or R2; SJ45: 45 degree Straight Jet; BJ45: 45 degree Bent Jet; Exposure duration to fire; For building explosions, building volume based on building dimensions - volume occupied by equipment); Model 100mm or smaller hole releases as if coming from largest pipe.	Equipment Size - Nominal Diameter (outside diam)		Indoor/ Outdoor	If Outdoor, Buried/ Surface	Pressure (Maximum Normal Operating Pressure)		If Pipe = Length of Pipe [m]; If Valve/ Flange/ Small Connection = Number of Equipment	Release Size (Leak/ Hole/ Rupture-Single Jet/ Rupture Double Jet)	If Surface Pipe, Surface Pipe Dia Class; otherwise Pipe/ Equip Diameter	Freq Lookup reference	Release Equivalent Diameter [mm]	Release Duration (Isolation Time) [s] (ESD time based on station isolation valve size [inches], just below) OR provided by client	Exposure Time [s]	Comment (Assume large ruptures >8" hole will lead to automatic station ESD; actuation in 5 s; valve closure speed @ 1 in/s, assume fully open until & close instantantenously at half closure time)	Base Frequency of Release Size [If Pipe, per m-yr (Surface: HSE 2012; Buried: PHMSA 1984-2018); If Equipment, per yr (DNV 2013)]	Impacted / Free Jet (always F if L or H) sauf si buried	Probability of Impacted/ Free Jet	If Free Jet, horizontal (0 deg)/ inclined/ vertical (90 deg) jet; if buried = 90deg for crater	If Free Jet, Probability of horizontal/ inclined/ vertical (1 for L/H/ Impacted; 1/3 each for Free R1/ Free R2)	If Building explosion, Probability of Explosion	Frequency of Scenario (Base Freq * [Length OR Number]) [per year]	Model As
Equipment	**Description**	**Scenario**	**Dia [mm]**	**Dia [in]**	**In/ Outdoor**	**Surface/ Buried**	**P [kPag]**	**P [psig]**	**Pipe L [m]/ # of Equip**	**Rel Size**	**Dia Class [in]**	**Freq ref**	**Hole Eq Dia [mm]**	**30**	**Exp Time**	**ESD Auto/ Manual**	**Base Freq [per m-yr OR per yr]**	**I/Free Jet**	**Prob I/Free Jet**	**Hor/ Incl/ Vert**	**Prob H/I/V**	**Prob Expl**	**Frequency (per m*year or equip*yr)**	**Model As**
Pipe	Station piping - Buried	SP-7070kPa-16in-R2-ij90-40s	406.4	16	O	B	7070	1025	6	R2	16	PHMSA 1984-2018	557.9	900	40	Remote	6.058E-09	I	1				3.635E-08	90-deg impacted jet - crater model
Pipe	Station piping - Buried	SP-7070kPa-16in-H-ij90-40s	406.4	16	O	B	7070	1025	6	H	16	PHMSA 1984-2018	100	3600	40	Manual	1.918E-08	I	1				1.151E-07	90-deg impacted jet - crater model
Pipe	Station piping - Buried	SP-7070kPa-16in-L-ij90-40s	406.4	16	O	B	7070	1025	6	L	16	PHMSA 1984-2018	10	3600	40	Manual	7.572E-08	I	1				4.543E-07	90-deg impacted jet - crater model
Pipe	Station piping - Buried	SP-7070kPa-12in-R1-ij90-40s	323.9	12	O	B	7070	1025	20	R2	12	PHMSA 1984-2018	439.4	3600	40	Manual	6.058E-09	I	1				1.212E-07	90-deg impacted jet - crater model
Pipe	Station piping - Buried	SP-7070kPa-12in-H-ij90-40s	323.9	12	O	B	7070	1025	20	H	12	PHMSA 1984-2018	100	3600	40	Manual	1.92E-08	I	1				3.837E-07	90-deg impacted jet - crater model
Pipe	Station piping - Buried	SP-7070kPa-12in-L-ij90-40s	323.9	12	O	B	7070	1025	20	L	12	PHMSA 1984-2018	10	3600	40	Manual	7.57E-08	I	1				1.514E-06	90-deg impacted jet - crater model
Pipe	Station piping - Surface	SP-S-7070kPa-16in-R2-ij00-40s	406.4	16	O	S	7070	1025	5	R2	16	HSE 2012	557.9	900	40	Remote	6.50E-09	I	0.25				8.125E-09	0-deg impacted jet
Pipe	Station piping - Surface	SP-S-7070kPa-16in-R2-sj00-40s	406.4	16	O	S	7070	1025	5	R2	16	HSE 2012	557.9	900	40	Remote	6.50E-09	F	0.75	0	1		2.438E-08	0-deg straight jet
Pipe	Station piping - Surface	SP-S-7070kPa-16in-H-sj00-40s	406.4	16	O	S	7070	1025	5	H	16	HSE 2012	100	3600	40	Manual	3.30E-08	F	1	0	1		1.650E-07	0-deg straight jet
Pipe	Station piping - Surface	SP-S-7070kPa-16in-L-sj00-40s	406.4	16	O	S	7070	1025	5	L	16	HSE 2012	10	3600	40	Manual	1.60E-07	F	1	0	1		8.000E-07	0-deg straight jet

Poste de vanne avec gare de lancement du racleur (suite)

Equipment (Piping/ Valve-Manual/ Valve-Automatic/ Flange/ Small Connection)	Equipment Description	Scenario Code System pressure; flow dia; release dia L, H, R1 or R2; SJ45: 45 degree Straight Jet; BJ45: 45 degree Bent Jet; Exposure duration to fire; For building explosions, building volume based on building dimensions - volume occupied by equipment); Model 100mm or smaller hole releases as if coming from largest pipe.	Equipment Size - Nominal Diameter (outside diam)		Indoor/ Outdoor	If Outdoor, Buried/ Surface	Pressure (Maximum Normal Operating Pressure)		If Pipe = Length of Pipe [m]; If Valve/ Flange/ Small Connection = Number of Equipment	Release Size (Leak/ Hole/ Rupture-Single Jet/ Rupture Double Jet)	If Surface Pipe, Surface Pipe Dia Class; otherwise Pipe/ Equip Diameter	Freq Lookup reference	Release Equivalent Diameter [mm]	Release Duration (Isolation Time) [s] (ESD time based on station isolation valve size [inches], just below) OR provided by client	Exposure Time [s]	Comment (Assume large ruptures >8" hole will lead to automatic station ESD; actuation in 5 s; valve closure speed @ 1 in/s, assume fully open until & close instantantenously at half closure time)	Base Frequency of Release Size [If Pipe, per m-yr (Surface: HSE 2012; Buried: PHMSA 1984-2018); If Equipment, per yr (DNV 2013)]	Impacted / Free Jet (always F if L or H) sauf si buried	Probability of Impacted/ Free Jet	If Free Jet, horizontal (0 deg)/ inclined/ vertical (90 deg) jet; if buried = 90deg for crater	If Free Jet, Probability of horizontal/ inclined/ vertical (1 for L/H/ Impacted; 1/3 each for Free R1/ Free R2)	If Building explosion, Probability of Explosion	Frequency of Scenario (Base Freq * [Length OR Number]) [per year]
Pipe	Station piping - Surface	SP-S-7070kPa-6in-R1-ij00-40s	152.4	6	O	S	7070	1025	15	R2	6	HSE 2012	196.8	3600	40	Manual	6.50E-09	I	0.25				2.438E-08
Pipe	Station piping - Surface	SP-S-7070kPa-6in-R1-sj00-40s	152.4	6	O	S	7070	1025	15	R2	6	HSE 2012	196.8	3600	40	Manual	6.50E-09	F	0.75	0	1		7.313E-08
Pipe	Station piping - Surface	SP-S-7070kPa-6in-H-sj00-40s	152.4	6	O	S	7070	1025	15	H	6	HSE 2012	100	3600	40	Manual	3.30E-08	F	1	0	1		4.950E-07
Pipe	Station piping - Surface	SP-S-7070kPa-6in-L-sj00-40s	152.4	6	O	S	7070	1025	15	L	6	HSE 2012	10	3600	40	Manual	1.60E-07	F	1	0	1		2.400E-06
Valve-M	Pigging valve	7070kPa-16in-R1-ij90-40s	406.4	16	O	B	7070	1025	1	R1	16	DNV 2013	393.7	3600	40	Manual	7.15E-06	I	1				7.154E-06
Valve-M	Pigging valve	7070kPa-16in-H-ij90-40s	406.4	16	O	B	7070	1025	1	H	16	DNV 2013	100	3600	40	Manual	8.83E-06	I	1				8.830E-06
Valve-M	Pigging valve	7070kPa-16in-L-ij90-40s	406.4	16	O	B	7070	1025	1	L	16	DNV 2013	10	3600	40	Manual	9.11E-05	I	1				9.114E-05
Valve-M	Valve ROV	7070kPa-12in-R1-ij90-40s	323.9	12	O	B	7070	1025	1	R1	12	DNV 2013	311.2	900	40	Remote	1.32E-05	I	1				1.323E-05
Valve-M	Valve ROV	7070kPa-12in-H-ij90-40s	323.9	12	O	B	7070	1025	1	H	12	DNV 2013	100	3600	40	Manual	7.66E-06	I	1				7.661E-06
Valve-M	Valve ROV	7070kPa-12in-L-ij90-40s	323.9	12	O	B	7070	1025	1	L	12	DNV 2013	10	3600	40	Manual	1.81E-04	I	1				1.805E-04
Valve-M	Isolation valve	7070kPa-8in-R1-ij90-40s	203.2	8	O	B	7070	1025	1	R1	8	DNV 2013	184.2	3600	40	Manual	4.46E-06	I	1				4.462E-06
Valve-M	Isolation valve	7070kPa-8in-H-ij90-40s	203.2	8	O	B	7070	1025	1	H	8	DNV 2013	100	3600	40	Manual	4.97E-06	I	1				4.968E-06
Valve-M	Isolation valve	7070kPa-8in-L-ij90-40s	203.2	8	O	B	7070	1025	1	L	8	DNV 2013	10	3600	40	Manual	5.13E-05	I	1				5.128E-05

Poste de vanne avec gare de lancement du racleur (suite)

Equipment (Piping/ Valve-Manual/ Valve-Automatic/ Flange/ Small Connection)	Equipment Description	Scenario Code System pressure; flow dia; release dia L, H, R1 or R2; SJ45: 45 degree Straight Jet; BJ45: 45 degree Bent Jet; Exposure duration to fire; For building explosions, building volume based on building dimensions - volume occupied by equipment); Model 100mm or smaller hole releases as if coming from largest pipe.	Equipment Size - Nominal Diameter (outside diam)		Indoor/ Outdoor	If Outdoor, Buried/ Surface	Pressure (Maximum Normal Operating Pressure)		If Pipe = Length of Pipe [m]; If Valve/ Flange/ Small Connection = Number of Equipment	Release Size (Leak/ Hole/ Rupture-Single Jet/ Rupture Double Jet)	If Surface Pipe, Surface Pipe Dia Class; otherwise Pipe/ Equip Diameter	Freq Lookup reference	Release Equivalent Diameter [mm]	Release Duration (Isolation Time) [s] (ESD time based on station isolation valve size [inches], just below) OR provided by client	Exposure Time [s]	Comment (Assume large ruptures >8" hole will lead to automatic station ESD; actuation in 5 s; valve closure speed @ 1 in/s, assume fully open until & close instantantenously at half closure time)	Base Frequency of Release Size [If Pipe, per m-yr (Surface: HSE 2012; Buried: PHMSA 1984-2018); If Equipment, per yr (DNV 2013)]	Impacted / Free Jet (always F if L or H) sauf si buried	Probability of Impacted/ Free Jet	If Free Jet, horizontal (0 deg)/ inclined/ vertical (90 deg) jet; if buried = 90deg for crater	If Free Jet, Probability of horizontal/ inclined/ vertical (1 for L/H/ Impacted; 1/3 each for Free R1/ Free R2)	If Building explosion, Probability of Explosion	Frequency of Scenario (Base Freq * [Length OR Number]) [per year]	Model As
Valve-M	Isolation valve	7070kPa-6in-R1-sj00-40s	152.4	6	O	S	7070	1025	3	R1	6	DNV 2013	152.4	3600	40	Manual	3.05E-06	F	0.25	0	1/3		7.618E-07	0-deg straight jet
Valve-M	Isolation valve	7070kPa-6in-R1-sj45-40s	152.4	6	O	S	7070	1025	3	R1	6	DNV 2013	152.4	3600	40	Manual	3.05E-06	F	0.25	45	1/3		7.618E-07	45-deg straight jet
Valve-M	Isolation valve	7070kPa-6in-R1-sj90-40s	152.4	6	O	S	7070	1025	3	R1	6	DNV 2013	152.4	3600	40	Manual	3.05E-06	F	0.25	90	1/3		7.618E-07	90-deg straight jet
Valve-M	Isolation valve	7070kPa-6in-R1-ij45-40s	152.4	6	O	S	7070	1025	3	R1	6	DNV 2013	152.4	3600	40	Manual	3.05E-06	I	0.75	45	1		6.856E-06	45-deg impacted jet
Valve-M	Isolation valve	7070kPa-6in-H-sj00-40s	152.4	6	O	S	7070	1025	3	H	6	DNV 2013	100	3600	40	Manual	2.94E-06	F	1	0	1		8.814E-06	0-deg straight jet
Valve-M	Isolation valve	7070kPa-6in-L-sj00-40s	152.4	6	O	S	7070	1025	3	L	6	DNV 2013	10	3600	40	Manual	3.03E-05	F	1	0	1		9.096E-05	0-deg straight jet
Flange	Isolation valve	7070kPa-6in-R1-sj00-40s	152.4	6	O	S	7070	1025	6	R1	6	DNV 2013	152.4	3600	40	Manual	5.60E-06	F	0.25	0	1/3		2.802E-06	0-deg straight jet
Flange	Isolation valve	7070kPa-6in-R1-sj45-40s	152.4	6	O	S	7070	1025	6	R1	6	DNV 2013	152.4	3600	40	Manual	5.60E-06	F	0.25	45	1/3		2.802E-06	45-deg straight jet
Flange	Isolation valve	7070kPa-6in-R1-sj90-40s	152.4	6	O	S	7070	1025	6	R1	6	DNV 2013	152.4	3600	40	Manual	5.60E-06	F	0.25	90	1/3		2.802E-06	90-deg straight jet
Flange	Isolation valve	7070kPa-6in-R1-ij45-40s	152.4	6	O	S	7070	1025	6	R1	6	DNV 2013	152.4	3600	40	Manual	5.60E-06	I	0.75	45	1		2.521E-05	45-deg impacted jet
Flange	Isolation valve	7070kPa-6in-H-sj00-40s	152.4	6	O	S	7070	1025	6	H	6	DNV 2013	100	3600	40	Manual	1.21E-06	F	1	0	1		7.236E-06	0-deg straight jet
Flange	Isolation valve	7070kPa-6in-L-sj00-40s	152.4	6	O	S	7070	1025	6	L	6	DNV 2013	10	3600	40	Manual	2.11E-05	F	1	0	1		1.266E-04	0-deg straight jet

Gazoduc de transmission

Equipment (Piping/ Valve-Manual/ Valve-Automatic/ Flange/ Small Connection)	Equipment Description	Scenario Code System pressure; flow dia; release dia L, H, R1 or R2; SJ45: 45 degree Straight Jet; BJ45: 45 degree Bent Jet; Exposure duration to fire; For building explosions, building volume based on building dimensions - volume occupied by equipment); Model 100mm or smaller hole releases as if coming from largest pipe.	Equipment Size - Nominal Diameter (outside diam)		Indoor/ Outdoor	If Indoor, Building Volume [m3]	If Outdoor, Buried/ Surface	Pressure (Maximum Normal Operating Pressure)		If Pipe = Length of Pipe [m]; If Valve/ Flange/ Small Connection = Number of Equipment	Release Size (Leak/ Hole/ Rupture-Single Jet/ Rupture Double Jet)	If Surface Pipe, Surface Pipe Dia Class; otherwise Pipe/ Equip Diameter	Freq Lookup reference	Release Equivalent Diameter [mm]	Release Duration (Isolation Time) [s] (ESD time based on station isolation valve size [inches], just below) OR provided by client	Exposure Time [s]	Comment (Assume large ruptures >8" hole will lead to automatic station ESD; actuation in 5 s; valve closure speed @ 1 in/s, assume fully open until & close instantantenously at half closure time)	Base Frequency of Release Size [If Pipe, per m-yr (Surface: HSE 2012; Buried: PHMSA 1984-2018); If Equipment, per yr (DNV 2013)]	Impacted / Free Jet (always F if L or H) sauf si buried	Probability of Impacted/ Free Jet	If Free Jet, horizontal (0 deg)/ inclined/ vertical (90 deg) jet; if buried = 90deg for crater	If Free Jet, Probability of horizontal/ inclined/ vertical (1 for L/H/ Impacted; 1/3 each for Free R1/ Free R2)	If Building explosion, Probability of Explosion	Frequency of Scenario (Base Freq * [Length OR Number]) [per year]	Model As	Indicator for bent jet following indoor large release with no explosion and gas pressure damage only to building	Geo Code
Équipement	**Description**	**Scénario**	Dia [mm]	**Dia [in]**	In/ Outdoor	**Bldng Vol [m3]**	**Surface/ Buried**	**P [kPag]**	P [psig]	**Pipe L [m]/ # of Equip**	**Rel Size**	**Dia Class [in]**	Freq ref	Hole Eq Dia [mm]	**24**	Exp Time	**ESD Auto/ Manual**	Base Freq [per m-yr OR per yr]	**I/Free Jet**	**Prob I/Free Jet**	**Hor/ Incl/ Vert**	**Prob H/I/V**	**Prob Expl**	Frequency (per m*year or equip*yr)	Model As	Bent/S Jet	Geo Code
Gazoduc	Transport du gaz	G-7070kPa-16in-R2-ij90-40s	406.4	**16**	O	-	B	**7070**	1025	**9600**	**R2**	**16**	PHMSA 1984-2018	557.9	900	40	Remote	6.058E-09	**I**	**1**				**6.058E-09**	90-deg impacted jet - crater model		ij90
Gazoduc	Transport du gaz	G-7070kPa-16in-H-ij90-40s	406.4	**16**	O	-	B	**7070**	1025	**9600**	**H**	**16**	PHMSA 1984-2018	100	3600	40	Manual	1.918E-08	**I**	**1**				**1.918E-08**	90-deg impacted jet - crater model		ij90
Gazoduc	Transport du gaz	G-7070kPa-16in-L-ij90-40s	406.4	**16**	O	-	B	**7070**	1025	**9600**	**L**	**16**	PHMSA 1984-2018	10	3600	40	Manual	7.572E-08	**I**	**1**				**7.572E-08**	90-deg impacted jet - crater model		ij90

Gazoduc d'alimentation

Equipment (Piping/ Valve-Manual/ Valve-Automatic/ Flange/ Small Connection)	Equipment Description	Scenario Code System pressure; flow dia; release dia L, H, R1 or R2; SJ45: 45 degree Straight Jet; BJ45: 45 degree Bent Jet; Exposure duration to fire; For building explosions, building volume based on building dimensions - volume occupied by equipment); Model 100mm or smaller hole releases as if coming from largest pipe.	Equipment Size - Nominal Diameter (outside diam)		Indoor/ Outdoor	If Indoor, Building Volume [m3]	If Outdoor, Buried/ Surface	Pressure (Maximum Normal Operating Pressure)		If Pipe = Length of Pipe [m]; If Valve/ Flange/ Small Connection = Number of Equipment	Release Size (Leak/ Hole/ Rupture-Single Jet/ Rupture Double Jet)	If Surface Pipe, Surface Pipe Dia Class; otherwise Pipe/ Equip Diameter	Freq Lookup reference	Release Equivalent Diameter [mm]	Release Duration (Isolation Time) [s] (ESD time based on station isolation valve size [inches], just below) OR provided by client	Exposure Time [s]	Comment (Assume large ruptures >8" hole will lead to automatic station ESD; actuation in 5 s; valve closure speed @ 1 in/s, assume fully open until & close instantantenously at half closure time)	Base Frequency of Release Size [If Pipe, per m-yr (Surface: HSE 2012; Buried: PHMSA 1984-2018); If Equipment, per yr (DNV 2013)]	Impacted / Free Jet (always F if L or H) sauf si buried	Probability of Impacted/ Free Jet	If Free Jet, horizontal (0 deg)/ inclined/ vertical (90 deg) jet; if buried = 90deg for crater	If Free Jet, Probability of horizontal/ inclined/ vertical (1 for L/H/ Impacted; 1/3 each for Free R1/ Free R2)	If Building explosion, Probability of Explosion	Frequency of Scenario (Base Freq * [Length OR Number]) [per year]	Model As	Indicator for bent jet following indoor large release with no explosion and gas pressure damage only to building	Geo Code
Équipement	Description	Scénario	Dia [mm]	**Dia [in]**	In/ Outdoor	**Bldng Vol [m3]**	**Surface/ Buried**	**P [kPag]**	P [psig]	**Pipe L [m]/ # of Equip**	**Rel Size**	**Dia Class [in]**	Freq ref	Hole Eq Dia [mm]	**24**	Exp Time	**ESD Auto/ Manual**	Base Freq [per m-yr OR per yr]	**I/Free Jet**	**Prob I/Free Jet**	**Hor/ Incl/ Vert**	**Prob H/I/V**	**Prob Expl**	Frequency (per m*year or equip*yr)	Model As	Bent/S Jet	Geo Code
Gazoduc	Transport du gaz	G-2400kPa-12in-R1-ij90-40s	323.9	**12**	O	-	B	**2400**	348	**4200**	**R1**	**12**	PHMSA 1984-2018	311.2	3600	40	Manual	1.918E-08	**I**	**1**				**1.918E-08**	90-deg impacted jet - crater model		ij90
Gazoduc	Transport du gaz	G-2400kPa-12in-H-ij90-40s	323.9	**12**	O	-	B	**2400**	348	**4200**	**H**	**12**	PHMSA 1984-2018	100	3600	40	Manual	1.918E-08	**I**	**1**				**1.918E-08**	90-deg impacted jet - crater model		ij90
Gazoduc	Transport du gaz	G-2400kPa-12in-L-ij90-40s	323.9	**12**	O	-	B	**2400**	348	**4200**	**L**	**12**	PHMSA 1984-2018	10	3600	40	Manual	8.178E-08	**I**	**1**				**8.178E-08**	90-deg impacted jet - crater model		ij90

Poste de livraison avec gare de réception du racleur

Equipment (Piping/ Valve-Manual/ Valve-Automatic/ Flange/ Small Connection)	Equipment Description	Scenario Code System pressure; flow dia; release dia L, H, R1 or R2; SJ45: 45 degree Straight Jet; BJ45: 45 degree Bent Jet; Exposure duration to fire; For building explosions, building volume based on building dimensions - volume occupied by equipment); Model 100mm or smaller hole releases as if coming from largest pipe.	Equipment Size - Nominal Diameter (outside diam)		Indoor/ Outdoor	If Indoor, Building Volume [m3]	If Outdoor, Buried/ Surface	Pressure (Maximum Normal Operating Pressure)		If Pipe = Length of Pipe [m]; If Valve/ Flange/ Small Connection = Number of Equipment	Release Size (Leak/ Hole/ Rupture-Single Jet/ Rupture Double Jet)	If Surface Pipe, Surface Pipe Dia Class; otherwise Pipe/ Equip Diameter	Freq Lookup reference	Release Equivalent Diameter [mm]	Release Duration (Isolation Time) [s] (ESD time based on station isolation valve size [inches], just below) OR provided by client	Exposure Time [s]	Comment (Assume large ruptures >8" hole will lead to automatic station ESD; actuation in 5 s; valve closure speed @ 1 in/s, assume fully open until & close instantantenously at half closure time)	Base Frequency of Release Size [If Pipe, per m-yr (Surface: HSE 2012; Buried: PHMSA 1984-2018); If Equipment, per yr (DNV 2013)]	Impacted / Free Jet (always F if L or H) sauf si buried	Probability of Impacted/ Free Jet	If Free Jet, horizontal (0 deg)/ inclined/ vertical (90 deg) jet; if buried = 90deg for crater	If Free Jet, Probability of horizontal/ inclined/ vertical (1 for L/H/ Impacted; 1/3 each for Free R1/ Free R2)	If Building explosion, Probability of Explosion	Frequency of Scenario (Base Freq * [Length OR Number]) [per year]	Model As
Equipment	Description	Scenario	Dia [mm]	**Dia [in]**	In/ Outdoor	**Bldng Vol [m3]**	**Surface/ Buried**	**P [kPag]**	P [psig]	**Pipe L [m]/ # of Equip**	**Rel Size**	**Dia Class [in]**	Freq ref	Hole Eq Dia [mm]	**30**	Exp Time	**ESD Auto/ Manual**	Base Freq [per m-yr OR per yr]	**I/Free Jet**	**Prob I/Free Jet**	**Hor/ Incl/ Vert**	**Prob H/I/V**	**Prob Expl**	Frequency (per m*year or equip*yr)	Model As
Pipe	Station piping - Buried	SP-7070kPa-16in-R2-ij90-40s	406.4	**16**	O	-	**B**	**7070**	1025	6	**R2**	**16**	PHMSA 1984-2018	557.9	900	40	Remote	6.058E-09	**I**	**1**				3.635E-08	90-deg impacted jet - crater model
Pipe	Station piping - Buried	SP-7070kPa-16in-H-ij90-40s	406.4	**16**	O	-	**B**	**7070**	1025	6	**H**	**16**	PHMSA 1984-2018	100	3600	40	Manual	1.918E-08	**I**	**1**				1.151E-07	90-deg impacted jet - crater model
Pipe	Station piping - Buried	SP-7070kPa-16in-L-ij90-40s	406.4	**16**	O	-	**B**	**7070**	1025	6	**L**	**16**	PHMSA 1984-2018	10	3600	40	Manual	7.572E-08	**I**	**1**				4.543E-07	90-deg impacted jet - crater model
Pipe	Station piping - Surface	SP-S-7070kPa-16in-R2-ij00-40s	406.4	**16**	O	-	**S**	**7070**	1025	5	**R2**	**16**	HSE 2012	557.9	900	40	Remote	6.50E-09	**I**	**0.25**				8.125E-09	0-deg impacted jet
Pipe	Station piping - Surface	SP-S-7070kPa-16in-R2-sj00-40s	406.4	**16**	O	-	**S**	**7070**	1025	5	**R2**	**16**	HSE 2012	557.9	900	40	Remote	6.50E-09	**F**	**0.75**	**0**	**1**		2.438E-08	0-deg straight jet
Pipe	Station piping - Surface	SP-S-7070kPa-16in-H-sj00-40s	406.4	**16**	O	-	**S**	**7070**	1025	5	**H**	**16**	HSE 2012	100	3600	40	Manual	3.30E-08	**F**	**1**	**0**	**1**		1.650E-07	0-deg straight jet
Pipe	Station piping - Surface	SP-S-7070kPa-16in-L-sj00-40s	406.4	**16**	O	-	**S**	**7070**	1025	5	**L**	**16**	HSE 2012	10	3600	40	Manual	1.60E-07	**F**	**1**	**0**	**1**		8.000E-07	0-deg straight jet
Pipe	Station piping - Buried	SP-2400kPa-12in-R2-ij90-40s	323.9	**12**	O	-	**B**	**2400**	348	25	**R1**	**12**	PHMSA 1984-2018	311.2	3600	40	Manual	1.92E-08	**I**	**1**				4.796E-07	90-deg impacted jet - crater model
Pipe	Station piping - Buried	SP-2400kPa-12in-H-ij90-40s	323.9	**12**	O	-	**B**	**2400**	348	25	**H**	**12**	PHMSA 1984-2018	100	3600	40	Manual	1.92E-08	**I**	**1**				4.796E-07	90-deg impacted jet - crater model
Pipe	Station piping - Buried	SP-2400kPa-12in-L-ij90-40s	323.9	**12**	O	-	**B**	**2400**	348	25	**L**	**12**	PHMSA 1984-2018	10	3600	40	Manual	8.18E-08	**I**	**1**				2.045E-06	90-deg impacted jet - crater model

Poste de livraison avec gare de réception du racleur (suite)

Equipment (Piping/ Valve-Manual/ Valve-Automatic/ Flange/ Small Connection)	Equipment Description	Scenario Code System pressure; flow dia; release dia L, H, R1 or R2; SJ45: 45 degree Straight Jet; BJ45: 45 degree Bent Jet; Exposure duration to fire; For building explosions, building volume based on building dimensions - volume occupied by equipment); Model 100mm or smaller hole releases as if coming from largest pipe.	Equipment Size - Nominal Diameter (outside diam)		Indoor/ Outdoor	If Indoor, Building Volume [m3]	If Outdoor, Buried/ Surface	Pressure (Maximum Normal Operating Pressure)		If Pipe = Length of Pipe [m]; If Valve/ Flange/ Small Connection = Number of Equipment	Release Size (Leak/ Hole/ Rupture-Single Jet/ Rupture Double Jet)	If Surface Pipe, Surface Pipe Dia Class; otherwise Pipe/ Equip Diameter	Freq Lookup reference	Release Equivalent Diameter [mm]	Release Duration (Isolation Time) [s] (ESD time based on station isolation valve size [inches], just below) OR provided by client	Exposure Time [s]	Comment (Assume large ruptures >8" hole will lead to automatic station ESD; actuation in 5 s; valve closure speed @ 1 in/s, assume fully open until & close instantantenously at half closure time)	Base Frequency of Release Size [If Pipe, per m-yr (Surface: HSE 2012; Buried: PHMSA 1984-2018); If Equipment, per yr (DNV 2013)]	Impacted / Free Jet (always F if L or H) sauf si buried	Probability of Impacted/ Free Jet	If Free Jet, horizontal (0 deg)/ inclined/ vertical (90 deg) jet; if buried = 90deg for crater	If Free Jet, Probability of horizontal/ inclined/ vertical (1 for L/H/ Impacted; 1/3 each for Free R1/ Free R2)	If Building explosion, Probability of Explosion	Frequency of Scenario (Base Freq * [Length OR Number]) [per year]	Model As
Pipe	Station piping - Buried	SP-S-7070kPa-6in-R2-ij90-40s	152.4	6	O	-	B	7070	1025	36.5	R2	6	PHMSA 1984-2018	196.8	3600	40	Manual	6.06E-09	I	1				2.211E-07	90-deg impacted jet - crater model
Pipe	Station piping - Buried	SP-S-7070kPa-6in-H-ij90-40s	152.4	6	O	-	B	7070	1025	36.5	H	6	PHMSA 1984-2018	100	3600	40	Manual	1.92E-08	I	1				7.002E-07	90-deg impacted jet - crater model
Pipe	Station piping - Buried	SP-S-7070kPa-6in-L-ij90-40s	152.4	6	O	-	B	7070	1025	36.5	L	6	PHMSA 1984-2018	10	3600	40	Manual	7.57E-08	I	1				2.764E-06	90-deg impacted jet - crater model
Pipe	Station piping - Surface	SP-S-7070Pa-8in-R2-ij00-40s	203.2	8	O	-	S	7070	1025	12.5	R2	8	HSE 2012	268.7	3600	40	Manual	3.30E-08	I	0.25				1.031E-07	0-deg impacted jet
Pipe	Station piping - Surface	SP-S-7070Pa-8in-R2-sj00-40s	203.2	8	O	-	S	7070	1025	12.5	R2	8	HSE 2012	268.7	3600	40	Manual	3.30E-08	F	0.75	0	1		3.094E-07	0-deg straight jet
Pipe	Station piping - Surface	SP-S-7070kPa-8in-H-sj00-40s	203.2	8	O	-	S	7070	1025	12.5	H	8	HSE 2012	100	3600	40	Manual	3.30E-08	F	1	0	1		4.125E-07	0-deg straight jet
Pipe	Station piping - Surface	SP-S-7070kPa-8in-L-sj00-40s	203.2	8	O	-	S	7070	1025	12.5	L	8	HSE 2012	10	3600	40	Manual	1.60E-07	F	1	0	1		2.000E-06	0-deg straight jet
Pipe	Station piping - Surface	SP-S-2400kPa-8in-R1-ij00-40s	203.2	8	O	-	S	2400	348	12.5	R1	8	HSE 2012	186.8	3600	40	Manual	6.50E-09	I	0.25				2.031E-08	0-deg impacted jet
Pipe	Station piping - Surface	SP-S-2400kPa-8in-R1-sj00-40s	203.2	8	O	-	S	2400	348	12.5	R1	8	HSE 2012	186.8	3600	40	Manual	6.50E-09	F	0.75	0	1		6.094E-08	0-deg straight jet
Pipe	Station piping - Surface	SP-S-2400kPa-8in-H-sj00-40s	203.2	8	O	-	S	2400	348	12.5	H	8	HSE 2012	100	3600	40	Manual	3.30E-08	F	1	0	1		4.125E-07	0-deg straight jet
Pipe	Station piping - Surface	SP-S-2400kPa-8in-L-sj00-40s	203.2	8	O	-	S	2400	348	12.5	L	8	HSE 2012	10	3600	40	Manual	1.60E-07	F	1	0	1		2.000E-06	0-deg straight jet
Pipe	Station piping - Surface	SP-S-2400kPa-8in-R1-ij45-40s	203.2	8	I	-	S	2400	348	30	R1	8	HSE 2012	186.8	3600	40	Manual	6.50E-09	I	1			0.9	1.755E-07	45-deg impacted jet

Poste de livraison avec gare de réception du racleur (suite)

Equipment (Piping/ Valve-Manual/ Valve-Automatic/ Flange/ Small Connection)	Equipment Description	Scenario Code System pressure; flow dia; release dia L, H, R1 or R2; SJ45: 45 degree Straight Jet; BJ45: 45 degree Bent Jet; Exposure duration to fire; For building explosions, building volume based on building dimensions - volume occupied by equipment); Model 100mm or smaller hole releases as if coming from largest pipe.	Equipment Size - Nominal Diameter (outside diam)		Indoor/ Outdoor	If Indoor, Building Volume [m3]	If Outdoor, Buried/ Surface	Pressure (Maximum Normal Operating Pressure)		If Pipe = Length of Pipe [m]; If Valve/ Flange/ Small Connection = Number of Equipment	Release Size (Leak/ Hole/ Rupture-Single Jet/ Rupture Double Jet)	If Surface Pipe, Surface Pipe Dia Class; otherwise Pipe/ Equip Diameter	Freq Lookup reference	Release Equivalent Diameter [mm]	Release Duration (Isolation Time) [s] (ESD time based on station isolation valve size [inches], just below) OR provided by client	Exposure Time [s]	Comment (Assume large ruptures >8" hole will lead to automatic station ESD; actuation in 5 s; valve closure speed @ 1 in/s, assume fully open until & close instantantenously at half closure time)	Base Frequency of Release Size [If Pipe, per m-yr (Surface: HSE 2012; Buried: PHMSA 1984-2018); If Equipment, per yr (DNV 2013)]	Impacted / Free Jet (always F if L or H) sauf si buried	Probability of Impacted/ Free Jet	If Free Jet, horizontal (0 deg)/ inclined/ vertical (90 deg) jet; if buried = 90deg for crater	If Free Jet, Probability of horizontal/ inclined/ vertical (1 for L/H/ Impacted; 1/3 each for Free R1/ Free R2)	If Building explosion, Probability of Explosion	Frequency of Scenario (Base Freq * [Length OR Number]) [per year]	Model As
Pipe	Station piping - Surface	Building explosion - 264.6 m3	203.2	8	I	264.6	S	2400	348	30	R1	8	HSE 2012	186.8	3600	40	Manual	6.50E-09	I	1			0.1	1.950E-08	Somme fréquences building explosion
Pipe	Station piping - Surface	Building explosion - 264.6 m3	203.2	8	I	264.6	S	2400	348	30	H	8	HSE 2012	100	3600	40	Manual	3.30E-08	I	1			0.3	2.970E-07	Somme fréquences building explosion
Pipe	Station piping - Surface	Building explosion - 264.6 m3	203.2	8	I	264.6	S	2400	348	30	L	8	HSE 2012	10	3600	40	Manual	1.60E-07	I	1			0.3	1.440E-06	Somme fréquences building explosion
Pipe	Station piping - Surface	SP-S-7070kPa-6in-R2-ij00-40s	152.4	6	O	-	S	7070	1025	23.5	R2	6	HSE 2012	196.8	3600	40	Manual	6.50E-09	I	0.25				3.819E-08	0-deg impacted jet
Pipe	Station piping - Surface	SP-S-7070kPa-6in-R2-sj00-40s	152.4	6	O	-	S	7070	1025	23.5	R2	6	HSE 2012	196.8	3600	40	Manual	6.50E-09	F	0.75	0	1		1.146E-07	0-deg straight jet
Pipe	Station piping - Surface	SP-S-7070kPa-6in-H-sj00-40s	152.4	6	O	-	S	7070	1025	23.5	H	6	HSE 2012	100	3600	40	Manual	3.30E-08	F	1	0	1		7.755E-07	0-deg straight jet
Pipe	Station piping - Surface	SP-S-7070kPa-6in-L-sj00-40s	152.4	6	O	-	S	7070	1025	23.5	L	6	HSE 2012	10	3600	40	Manual	1.60E-07	F	1	0	1		3.760E-06	0-deg straight jet
Pipe	Station piping - Surface	SP-S-2400kPa-4in-R1-ij45-40s	101.6	4	I	-	S	2400	348	5	R1	4	HSE 2012	89.6	3600	40	Manual	6.50E-09	I	1			0.9	2.925E-08	45-deg impacted jet
Pipe	Station piping - Surface	Building explosion - 264.6 m3	101.6	4	I	264.6	S	2400	348	5	R1	4	HSE 2012	89.6	3600	40	Manual	6.50E-09	I	1			0.1	3.250E-09	Somme fréquences building explosion
Pipe	Station piping - Surface	Building explosion - 264.6 m3	101.6	4	I	264.6	S	2400	348	5	L	4	HSE 2012	10	3600	40	Manual	1.60E-07	I	1			0.3	2.400E-07	Somme fréquences building explosion
Valve-M	Pigging valve	7070kPa-16in-R1-ij90-40s	406.4	16	O	-	B	7070	1025	1	R1	16	DNV 2013	393.7	3600	40	Manual	7.15E-06	F	0.25	90	1/3		5.962E-07	90-deg straight jet - crater model
Valve-M	Pigging valve	7070kPa-16in-H-ij90-40s	406.4	16	O	-	B	7070	1025	1	H	16	DNV 2013	100	3600	40	Manual	8.83E-06	F	1	0	1		8.830E-06	90-deg impacted jet - crater model
Valve-M	Pigging valve	7070kPa-16in-L-ij90-40s	406.4	16	O	-	B	7070	1025	1	L	16	DNV 2013	10	3600	40	Manual	9.11E-05	F	1	0	1		9.114E-05	90-deg impacted jet - crater model

Poste de livraison avec gare de réception du racleur (suite)

Equipment (Piping/ Valve-Manual/ Valve-Automatic/ Flange/ Small Connection)	Equipment Description	Scenario Code System pressure; flow dia; release dia L, H, R1 or R2; SJ45: 45 degree Straight Jet; BJ45: 45 degree Bent Jet; Exposure duration to fire; For building explosions, building volume based on building dimensions - volume occupied by equipment); Model 100mm or smaller hole releases as if coming from largest pipe.	Equipment Size - Nominal Diameter (outside diam)		Indoor/ Outdoor	If Indoor, Building Volume [m3]	If Outdoor, Buried/ Surface	Pressure (Maximum Normal Operating Pressure)		If Pipe = Length of Pipe [m]; If Valve/ Flange/ Small Connection = Number of Equipment	Release Size (Leak/ Hole/ Rupture-Single Jet/ Rupture Double Jet)	If Surface Pipe, Surface Pipe Dia Class; otherwise Pipe/ Equip Diameter	Freq Lookup reference	Release Equivalent Diameter [mm]	Release Duration (Isolation Time) [s] (ESD time based on station isolation valve size [inches], just below) OR provided by client	Exposure Time [s]	Comment (Assume large ruptures >8" hole will lead to automatic station ESD; actuation in 5 s; valve closure speed @ 1 in/s, assume fully open until & close instantantenously at half closure time)	Base Frequency of Release Size [If Pipe, per m-yr (Surface: HSE 2012; Buried: PHMSA 1984-2018); If Equipment, per yr (DNV 2013)]	Impacted / Free Jet (always F if L or H) sauf si buried	Probability of Impacted/ Free Jet	If Free Jet, horizontal (0 deg)/ inclined/ vertical (90 deg) jet; if buried = 90deg for crater	If Free Jet, Probability of horizontal/ inclined/ vertical (1 for L/H/ Impacted; 1/3 each for Free R1/ Free R2)	If Building explosion, Probability of Explosion	Frequency of Scenario (Base Freq * [Length OR Number]) [per year]	Model As
Valve-M	Valve ROV	7070kPa-12in-R1-ij90-40s	323.9	**12**	O	-	B	**7070**	1025	**1**	**R1**	**12**	DNV 2013	311.2	900	40	Remote	1.32E-05	F	0.25	90	1/3		1.103E-06	90-deg impacted jet - crater model
Valve-M	Valve ROV	7070kPa-12in-H-ij90-40s	323.9	**12**	O	-	B	**7070**	1025	**1**	**H**	**12**	DNV 2013	100	3600	40	Manual	7.66E-06	F	1	0	1		7.661E-06	90-deg impacted jet - crater model
Valve-M	Valve ROV	7070kPa-12in-L-ij90-40s	323.9	**12**	O	-	B	**7070**	1025	**1**	**L**	**12**	DNV 2013	10	3600	40	Manual	1.81E-04	F	1	0	1		1.805E-04	90-deg impacted jet - crater model
Valve-M	Isolation valve	7070kPa-8in-R1-sj00-40s	203.2	**8**	O	-	S	**7070**	1025	**6**	**R1**	**8**	DNV 2013	184.2	3600	40	Manual	4.46E-06	F	0.25	0	1/3		2.231E-06	0-deg straight jet
Valve-M	Isolation valve	7070kPa-8in-R1-sj45-40s	203.2	**8**	O	-	S	**7070**	1025	**6**	**R1**	**8**	DNV 2013	184.2	3600	40	Manual	4.46E-06	F	0.25	45	1/3		2.231E-06	45-deg straight jet
Valve-M	Isolation valve	7070kPa-8in-R1-sj90-40s	203.2	**8**	O	-	S	**7070**	1025	**6**	**R1**	**8**	DNV 2013	184.2	3600	40	Manual	4.46E-06	F	0.25	90	1/3		2.231E-06	90-deg straight jet
Valve-M	Isolation valve	7070kPa-8in-R1-ij45-40s	203.2	**8**	O	-	S	**7070**	1025	**6**	**R1**	**8**	DNV 2013	184.2	3600	40	Manual	4.46E-06	I	0.75	45	1		2.008E-05	45-deg impacted jet
Valve-M	Isolation valve	7070kPa-8in-H-sj00-40s	203.2	**8**	O	-	S	**7070**	1025	**6**	**H**	**8**	DNV 2013	100	3600	40	Manual	4.97E-06	F	1	0	1		2.981E-05	0-deg straight jet
Valve-M	Isolation valve	7070kPa-8in-L-sj00-40s	203.2	**8**	O	-	S	**7070**	1025	**6**	**L**	**8**	DNV 2013	10	3600	40	Manual	5.13E-05	F	1	0	1		3.077E-04	0-deg straight jet
Valve-M	Isolation valve	7070kPa-6in-R1-sj00-40s	152.4	**6**	O	-	S	**7070**	1025	**8**	**R1**	**6**	DNV 2013	152.4	3600	40	Manual	3.05E-06	F	0.25	0	1/3		2.031E-06	0-deg straight jet
Valve-M	Isolation valve	7070kPa-6in-R1-sj45-40s	152.4	**6**	O	-	S	**7070**	1025	**8**	**R1**	**6**	DNV 2013	152.4	3600	40	Manual	3.05E-06	F	0.25	45	1/3		2.031E-06	45-deg straight jet
Valve-M	Isolation valve	7070kPa-6in-R1-sj90-40s	152.4	**6**	O	-	S	**7070**	1025	**8**	**R1**	**6**	DNV 2013	152.4	3600	40	Manual	3.05E-06	F	0.25	90	1/3		2.031E-06	90-deg straight jet
Valve-M	Isolation valve	7070kPa-6in-R1-ij45-40s	152.4	**6**	O	-	S	**7070**	1025	**8**	**R1**	**6**	DNV 2013	152.4	3600	40	Manual	3.05E-06	I	0.75	45	1		1.828E-05	45-deg impacted jet
Valve-M	Isolation valve	7070kPa-6in-H-sj00-40s	152.4	**6**	O	-	S	**7070**	1025	**8**	**H**	**6**	DNV 2013	100	3600	40	Manual	2.94E-06	F	1	0	1		2.350E-05	0-deg straight jet
Valve-M	Isolation valve	7070kPa-6in-L-sj00-40s	152.4	**6**	O	-	S	**7070**	1025	**8**	**L**	**6**	DNV 2013	10	3600	40	Manual	3.03E-05	F	1	0	1		2.426E-04	0-deg straight jet
Valve-M	in-building Isolation valve	2400kPa-8in-R1-ij45-40s	203.2	**8**	I	-	S	**2400**	348	**8**	**R1**	**8**	DNV 2013	184.2	3600	40	Manual	4.46E-06	I	1			**0.9**	3.213E-05	45-deg impacted jet

Poste de livraison avec gare de réception du racleur (suite)

Equipment (Piping/ Valve-Manual/ Valve-Automatic/ Flange/ Small Connection)	Equipment Description	Scenario Code System pressure; flow dia; release dia L, H, R1 or R2; SJ45: 45 degree Straight Jet; BJ45: 45 degree Bent Jet; Exposure duration to fire; For building explosions, building volume based on building dimensions - volume occupied by equipment); Model 100mm or smaller hole releases as if coming from largest pipe.	Equipment Size - Nominal Diameter (outside diam)		Indoor/ Outdoor	If Indoor, Building Volume [m3]	If Outdoor, Buried/ Surface	Pressure (Maximum Normal Operating Pressure)		If Pipe = Length of Pipe [m]; If Valve/ Flange/ Small Connection = Number of Equipment	Release Size (Leak/ Hole/ Rupture-Single Jet/ Rupture Double Jet)	If Surface Pipe, Surface Pipe Dia Class; otherwise Pipe/ Equip Diameter	Freq Lookup reference	Release Equivalent Diameter [mm]	Release Duration (Isolation Time) [s] (ESD time based on station isolation valve size [inches], just below) OR provided by client	Exposure Time [s]	Comment (Assume large ruptures >8" hole will lead to automatic station ESD; actuation in 5 s; valve closure speed @ 1 in/s, assume fully open until & close instantantenously at half closure time)	Base Frequency of Release Size [If Pipe, per m-yr (Surface: HSE 2012; Buried: PHMSA 1984-2018); If Equipment, per yr (DNV 2013)]	Impacted / Free Jet (always F if L or H) sauf si buried	Probability of Impacted/ Free Jet	If Free Jet, horizontal (0 deg)/ inclined/ vertical (90 deg) jet; if buried = 90deg for crater	If Free Jet, Probability of horizontal/ inclined/ vertical (1 for L/H/ Impacted; 1/3 each for Free R1/ Free R2)	If Building explosion, Probability of Explosion	Frequency of Scenario (Base Freq * [Length OR Number]) [per year]	Model As
Valve-M	in-building Isolation valve	Building explosion - 264.6 m3	203.2	8	I	264.6	S	2400	348	8	R1	8	DNV 2013	184.2	3600	40	Manual	4.46E-06	I	1			0.1	3.570E-06	Somme fréquences building explosion
Valve-M	in-building Isolation valve	Building explosion - 264.6 m3	203.2	8	I	264.6	S	2400	348	8	H	8	DNV 2013	100	3600	40	Manual	4.97E-06	I	1			0.3	1.192E-05	Somme fréquences building explosion
Valve-M	in-building Isolation valve	Building explosion - 264.6 m3	203.2	8	I	264.6	S	2400	348	8	L	8	DNV 2013	10	3600	40	Manual	5.13E-05	I	1			0.3	1.231E-04	Somme fréquences building explosion
Flange	Isolation valve	7070kPa-8in-R1-sj00-40s	203.2	8	O	-	S	7070	1025	6	R1	8	DNV 2013	203.2	3600	40	Manual	5.78E-06	F	0.25	0	1/3		2.890E-06	0-deg straight jet
Flange	Isolation valve	7070kPa-8in-R1-sj45-40s	203.2	8	O	-	S	7070	1025	6	R1	8	DNV 2013	203.2	3600	40	Manual	5.78E-06	F	0.25	45	1/3		2.890E-06	45-deg straight jet
Flange	Isolation valve	7070kPa-8in-R1-sj90-40s	203.2	8	O	-	S	7070	1025	6	R1	8	DNV 2013	203.2	3600	40	Manual	5.78E-06	F	0.25	90	1/3		2.890E-06	90-deg straight jet
Flange	Isolation valve	7070kPa-8in-R1-ij45-40s	203.2	8	O	-	S	7070	1025	6	R1	8	DNV 2013	203.2	3600	40	Manual	5.78E-06	I	0.75	45	1		2.601E-05	45-deg impacted jet
Flange	Isolation valve	7070kPa-8in-H-sj00-40s	203.2	8	O	-	S	7070	1025	6	H	8	DNV 2013	100	3600	40	Manual	1.56E-06	F	1	0	1		9.360E-06	0-deg straight jet
Flange	Isolation valve	7070kPa-8in-L-sj00-40s	203.2	8	O	-	S	7070	1025	6	L	8	DNV 2013	10	3600	40	Manual	2.73E-05	F	1	0	1		1.639E-04	0-deg straight jet

Poste de livraison avec gare de réception du racleur (suite)

Equipment (Piping/ Valve-Manual/ Valve-Automatic/ Flange/ Small Connection)	Equipment Description	Scenario Code System pressure; flow dia; release dia L, H, R1 or R2; SJ45: 45 degree Straight Jet; BJ45: 45 degree Bent Jet; Exposure duration to fire; For building explosions, building volume based on building dimensions - volume occupied by equipment); Model 100mm or smaller hole releases as if coming from largest pipe.	Equipment Size - Nominal Diameter (outside diam)		Indoor/ Outdoor	If Indoor, Building Volume [m3]	If Outdoor, Buried/ Surface	Pressure (Maximum Normal Operating Pressure)		If Pipe = Length of Pipe [m]; If Valve/ Flange/ Small Connection = Number of Equipment	Release Size (Leak/ Hole/ Rupture-Single Jet/ Rupture Double Jet)	If Surface Pipe, Surface Pipe Dia Class; otherwise Pipe/ Equip Diameter	Freq Lookup reference	Release Equivalent Diameter [mm]	Release Duration (Isolation Time) [s] (ESD time based on station isolation valve size [inches], just below) OR provided by client	Exposure Time [s]	Comment (Assume large ruptures >8" hole will lead to automatic station ESD; actuation in 5 s; valve closure speed @ 1 in/s, assume fully open until & close instantantenously at half closure time)	Base Frequency of Release Size [If Pipe, per m-yr (Surface: HSE 2012; Buried: PHMSA 1984-2018); If Equipment, per yr (DNV 2013)]	Impacted / Free Jet (always F if L or H) sauf si buried	Probability of Impacted/ Free Jet	If Free Jet, horizontal (0 deg)/ inclined/ vertical (90 deg) jet; if buried = 90deg for crater	If Free Jet, Probability of horizontal/ inclined/ vertical (1 for L/H/ Impacted; 1/3 each for Free R1/ Free R2)	If Building explosion, Probability of Explosion	Frequency of Scenario (Base Freq * [Length OR Number]) [per year]	Model As
Flange	Isolation valve	7070kPa-6in-R1-sj00-40s	152.4	6	O	-	S	7070	1025	12	R1	6	DNV 2013	152.4	3600	40	Manual	5.60E-06	F	0.25	0	1/3		5.603E-06	0-deg straight jet
Flange	Isolation valve	7070kPa-6in-R1-sj45-40s	152.4	6	O	-	S	7070	1025	12	R1	6	DNV 2013	152.4	3600	40	Manual	5.60E-06	F	0.25	45	1/3		5.603E-06	45-deg straight jet
Flange	Isolation valve	7070kPa-6in-R1-sj90-40s	152.4	6	O	-	S	7070	1025	12	R1	6	DNV 2013	152.4	3600	40	Manual	5.60E-06	F	0.25	90	1/3		5.603E-06	90-deg straight jet
Flange	Isolation valve	7070kPa-6in-R1-ij45-40s	152.4	6	O	-	S	7070	1025	12	R1	6	DNV 2013	152.4	3600	40	Manual	5.60E-06	I	0.75	45	1		5.043E-05	45-deg impacted jet
Flange	Isolation valve	7070kPa-6in-H-sj00-40s	152.4	6	O	-	S	7070	1025	12	H	6	DNV 2013	100	3600	40	Manual	1.21E-06	F	1	0	1		1.447E-05	0-deg straight jet
Flange	Isolation valve	7070kPa-6in-L-sj00-40s	152.4	6	O	-	S	7070	1025	12	L	6	DNV 2013	10	3600	40	Manual	2.11E-05	F	1	0	1		2.532E-04	0-deg straight jet
Flange	Isolation valve	2400kPa-8in-R1-ij45-40s	203.2	8	I		S	2400	348	8	R1	8	DNV 2013	203.2	3600	40	Manual	5.78E-06	I	1			0.9	4.162E-05	45-deg impacted jet
Flange	Isolation valve	Building explosion - 264.6 m3	203.2	8	I	264.3	S	2400	348	8	R1	8	DNV 2013	203.2	3600	40	Manual	5.78E-06	I	1			0.1	4.624E-06	Somme fréquences building explosion
Flange	Isolation valve	Building explosion - 264.6 m3	203.2	8	I	264.3	S	2400	348	8	H	8	DNV 2013	100	3600	40	Manual	1.56E-06	I	1			0.3	3.744E-06	Somme fréquences building explosion
Flange	Isolation valve	Building explosion - 264.6 m3	203.2	8	I	264.3	S	2400	348	8	L	8	DNV 2013	10	3600	40	Manual	2.73E-05	I	1			0.3	6.554E-05	Somme fréquences building explosion
Flange	Isolation valve	Building explosion - 264.6 m3	101.6	4	I	264.3	S	2400	348	8	R1	4	DNV 2013	101.6	3600	40	Manual	6.54E-06	I	1			0.1	5.232E-06	Somme fréquences building explosion
Flange	Isolation valve	Building explosion - 264.6 m3	101.6	4	I	264.3	S	2400	348	8	L	4	DNV 2013	10	3600	40	Manual	1.80E-05	I	1			0.3	4.313E-05	Somme fréquences building explosion