

PROJET DE TERMINAL METHANIER DU VERDON

ETUDE PREALABLE SUR LES DANGERS

SYNTHESE DOCUMENT PROVISOIRE

SOMMAIRE

1. LE GAZ NATUREL LIQUEFIE	PAGE 3
2. ANTECEDENTS	PAGE 4
3. DESCRIPTION DES INSTALLATIONS DE SÉCURITÉ...	PAGE 10
3.1. INTRODUCTION	PAGE 10
3.2. LE SYSTEME DE CONTROLE DU PROCEDE (SCP)	PAGE 10
3.3. SYSTEME DE CONTROLE DE LA SECURITE (SCS)	PAGE 10
3.4. DETECTION D'INCENDIE, D'EPANDAGE ET DE GAZ (FSGDS).....	PAGE 11
3.5. SYSTEME D'ARRET D'URGENCE (ESD)	PAGE 12
3.6. ELECTRICITE DE SECOURS	PAGE 12
3.7. DECHARGEMENT DU NAVIRE	PAGE 12
3.8. RESERVOIRS DE GNL	PAGE 13
3.9. SYSTEMES DE PROTECTION	PAGE 14
3.10. RETENTION ULTIME	PAGE 14
4. DANGERS LIES A L'ENVIRONNEMENT	PAGE 15
4.1. INONDATIONS	PAGE 15
4.2. SEISME	PAGE 15
4.3. MOUVEMENTS DU SOL	PAGE 15
4.4. CHUTES D'AVIONS	PAGE 16
4.5. INTRUSION	PAGE 16
4.6. ACTIVITES INDUSTRIELLES VOISINES	PAGE 16
5. LA MAITRISE DES RISQUES	PAGE 17
5.1. ANALYSE DES RISQUES	PAGE 17
5.2. RESULTATS DES SCENARIOS	PAGE 18
5.3. ACCEPTABILITE	PAGE 18
5.4. ZONES A RISQUE	PAGE 19
6. LE SYSTEME DE GESTION DE LA SECURITE (SGS) ..	PAGE 21

1. LE GAZ NATUREL LIQUEFIE

Le GNL est un fluide à l'état liquide, incolore, composé principalement de méthane, et qui peut contenir de faibles quantités d'éthane, de propane, d'azote ou d'autres composants habituellement présents dans le gaz naturel.

En fait, il s'agit du gaz naturel refroidi à une température de -160° Celsius, température à laquelle il devient liquide. Le GNL n'occupe que le 1/600e du volume requis pour une même quantité d'énergie lorsque comparé à son état gazeux. Le GNL est classé liquide très inflammable.

Le GNL est sans odeur. Il n'est pas sous pression. Il n'est ni corrosif, ni toxique. Il est très froid et étant plus léger que l'eau, il flotte donc à sa surface. Dans un environnement ouvert à température usuelle, le GNL redevient du gaz naturel.

Le gaz naturel n'est inflammable que si sa concentration dans l'air se situe entre 5 et 15% et que le gaz rencontre une source d'ignition. C'est un combustible propre qui a de faibles émissions de gaz à effet de serre et de contaminants atmosphériques par rapport aux autres combustibles fossiles.

- **Méthane**

Le GNL est composé principalement de méthane. Ses caractéristiques sont les suivantes :

- aux conditions normales de température et de pression, le méthane est un gaz plus léger que l'air, incolore et inodore. Il se liquéfie à -160°C et se solidifie à -182°C ;
- la densité de GNL est de 453 kg/m^3 (-160°C);
- la densité de gaz naturel est de $2,2\text{ kg/m}^3$ (-160°C) et de $0,72\text{ kg/m}^3$ (0°C) ;
- le méthane est un combustible. Dans l'air, il s'enflamme à 667°C sans être au contact d'une source d'ignition. Aux températures ambiantes, il faut une source d'ignition pour que le méthane s'enflamme;
- le volume du méthane à l'état gazeux est égal à 600 fois son volume à l'état liquide, à pression atmosphérique;
- il est classé très inflammable. Les limites d'inflammation LIE (Limite Inférieure d'Explosivité) et LSE (Limite Supérieure d'Explosivité) sont de 5 à 15% en volume;
- il peut entrer en réaction au contact d'oxydants.

2. ANTECEDENTS

- **Accidents opérationnels**

Les accidents opérationnels proviennent d'erreurs humaines, de défaillances d'équipement ou des deux à la fois et peuvent se produire dans tous types d'industries et pour tous types d'équipements. Parmi les terminaux GNL, de tels accidents peuvent se produire durant le déchargement, le stockage, la regazéification, l'expédition vers les gazoducs mais également à d'autres niveaux de la production. Ce type d'incident peut avoir pour conséquence l'apparition de nappes de GNL ou d'incendies. Les équipements liés au GNL et aux méthaniers ont mis au point des systèmes de contrôle qui rendent les accidents peu susceptibles de se produire. De plus, les conséquences résultant de la majeure partie des accidents pourraient être contenues sur le site et gérées avant qu'en résultent des dommages significatifs.

L'histoire du GNL est relativement récente. Après 25 à 30 ans de recherche sur ce produit, les connaissances évoluent aujourd'hui plus lentement. Quelques accidents sérieux se sont produits dans les premiers temps d'utilisation du GNL, principalement dus au manque de connaissance concernant la cryogénie et à l'utilisation de matériaux non appropriés. Les accidents récents ont eu des conséquences minimales et n'ont pas été causés par une fuite de GNL.

De plus, l'industrie du GNL échange régulièrement des informations concernant les procédures et les équipements de sûreté installés dans leurs différentes usines lors de conférences ou de séminaires. Presque tous les importateurs de GNL sont adhérents au Groupe International des Importateurs de GNL (GIIGNL) dont les membres permanents assurent la collecte d'analyses et de rapports concernant les incidents mineurs qui se sont produits sur des terminaux d'importation de GNL partout dans le monde.

Le tableau ci-dessous reprend les incidents représentatifs et pertinents pour le GNL sur des installations terrestres.

(source: California Energy Commission, <http://www.energy.ca.gov/lng/safety.html> and "LNG Safety and Security," Center for Energy Economics at the Bureau of Economic Geology, the University of Texas at Austin. October 2003).

Tableau: Accidents sur des installations terrestres de GNL, sites producteurs

Année	Lieu	Cause	Détails
1974	Skikda, Algérie	Corrosion	Une corrosion au mercure à l'usine de liquéfaction a causé la rupture des tubes utilisés dans des échangeurs thermiques, entraînant la fermeture de l'usine. D'autres problèmes, liés aux tuyaux de transfert de GNL, ont entraîné un retard dans la reprise des opérations.
1977	Camel, Algérie	Non disponible	1 mort des suites de « brûlures » cryogéniques de GNL non enflammé.
1978	Das Island, Emirats Arabes Unis	Non disponible	Un nuage de vapeur s'est formé à la suite d'une fuite, puis il s'est dispersé.
1980	Arzew, Algérie	Orage	Deux canalisations, provenant d'une usine de liquéfaction/stockage et transportant du GNL vers un méthanier accosté, se sont rompues pendant un orage, déversant leur contenu dans le port. Du pétrole brut s'est également déversé lorsque le pipeline, reliant le réservoir à la bouée de chargement au large, s'est rompu.
1983	À l'est de Kalimantan, Indonésie	Panne mécanique	L'échangeur thermique de l'usine de GNL s'est violemment rompu pendant les opérations de démarrage, tuant 3 ouvriers et en blessant 35. L'enquête a révélé que la vanne située sur la ligne de purge ne s'est pas ouverte après l'arrêt. L'incendie a été maîtrisé en 30 minutes.
1993	Bontang, Indonésie	Non disponible	Fuite de GNL dans les égouts du site
2004	Skikda, Algérie	Explosion de la chaudière à vapeur	<p>La chaudière à vapeur d'une usine de liquéfaction de GNL a éclaté, déclenchant une explosion UVCE et un feu massif. Il a fallu près de huit heures pour éteindre l'incendie. Les explosions et le feu ont détruit une partie de l'usine de GNL. Plusieurs personnes sont mortes et d'importants dommages matériels ont été enregistrés en dehors des frontières de l'usine.</p> <p>Sonatrach, la compagnie pétrolière appartenant à l'Etat, est la propriétaire de l'usine de liquéfaction de GNL de Skikda. L'usine possède six unités productrices de GNL appelées "trains," des réservoirs de stockage de GNL, et des bâtiments d'administration et d'opérations. L'usine utilise des chaudières à vapeur pour faire fonctionner ses turbines à vapeur. Les turbines fournissent ensuite la puissance aux compresseurs réfrigérants de l'usine qui sont utilisés pour liquéfier le gaz naturel.</p> <p>L'explosion du nuage de vapeur de gaz s'est produite entre deux sections d'un train de production : 1) où des liquides de gaz naturel (propane et éthane) sont séparés du méthane, et 2) où le méthane est liquéfié.</p> <p>L'incendie a détruit trois trains de GNL, mais n'a endommagé aucun réservoir de stockage de GNL ni les trains restants. 27 personnes ont été tuées et 56 blessées.</p>

C'est l'explosion d'une chaudière à vapeur qui est à l'origine de l'accident de Skikda en 2004. Les chaudières à vapeur peuvent être sources d'explosion, avec des pressions maximales très élevées et des dommages importants. En ce qui concerne le terminal méthanier du Verdon, l'électricité sera produite par des unités de cogénération. Ces unités possèdent de petites chambres de combustion et ne peuvent donc pas produire des dommages importants.

Tableau: Accidents sur des installations terrestres de GNL ; sites importateurs

Année	Lieu	Cause	Détails
1944	Ohio, USA	Rupture fragile	Rupture d'un réservoir de 4200 m ³ de GNL, dont le contenu s'est déversé dans la rue et les égouts. Des séries d'explosions/incendies violents ont suivi. 128 décès et plusieurs centaines de blessés.
1965	Royaume Uni	Dispersion de GNL	En 1965, un employé a été gravement brûlé au Royaume-Uni lors d'une opération de transfert de GNL dans un terminal.
1965	Louisiane, USA	Erreur humaine	Le méthane liquide froid a été envoyé par inadvertance dans le dispositif de torche en acier ordinaire. Une explosion s'en est suivie, causant des dégâts généralisés à l'usine Cities Service Oil Co.
1965	Essex, USA	Erreur humaine	Fuite de GNL provenant du réservoir pendant une maintenance. Le gaz s'est enflammé, un homme a été sérieusement brûlé et l'incendie a été éteint au bout de 15 minutes.
1966	Raunheim, Allemagne	Panne d'instrument	Le GNL rejeté dans la partie haute d'un vaporisateur a formé un nuage de vapeurs au niveau du sol, qui par la suite s'est enflammé. Une fumée blanche a été observée depuis la salle de commande, à 50 mètres de la brèche. 3 morts et 83 blessés.
1968	Portland, Oregon	Fuite de méthane	4 personnes tuées, lors de la construction d'un réservoir de GNL, à cause d'une fuite de méthane.
1971	La Spezia, Italie	Basculement de couches pendant un déchargement	Du GNL était maintenu depuis des mois sur un navire avant d'être déchargé. L'évaporation a conduit à rendre le liquide plus chaud et plus dense. Dix-huit heures après le remplissage d'un réservoir, un basculement de couches a entraîné une pression 1,42 fois supérieure à la pression maximum de conception. Le GNL a été mis à l'évent pendant plus de trois heures.
1972	Montréal Québec	Non disponible	5 blessés – Usine d'écrêtement de pointes de GNL. L'accident s'est produit à cause d'un retour dans une ligne d'azote de gaz naturel provenant des compresseurs.
1973	Canvey Island, GB	Panne mécanique	Une soupape sur une canalisation s'est déclenchée pendant le déchargement dans un réservoir de stockage. Le GNL s'est vidé dans le fossé de drainage rempli d'eau, entraînant une transition rapide de phase. L'incident a été entendu et senti par les résidents proches.
1973	Staten Island NY	Maintenance	Une explosion lors de réparations sur un réservoir de stockage de GNL vide de 100 000 m ³ , appartenant à Texas Eastern Transmission (TETCO) à Staten Island, a causé la mort de 40 ouvriers qui se trouvaient dans le réservoir.
1979	Covepoint Maryland, USA	Une fuite de GNL Erreur humaine	Une fuite de GNL, provoquée par un joint de pompe mal serré et par le non-déclenchement des détecteurs de gaz, s'est produite et s'est propagée dans des canalisations souterraines sur 70 mètres et est entrée dans une sous-station conduisant à une explosion. Les opérations de lutte anti-incendie ont été retardées à cause de la perte de l'approvisionnement en eau provoquée par l'explosion. 1 mort et 1 blessé.
1988	Everett MA	Non disponible	Hausse de pression dans le terminal GNL
1989	Greater Manchester GB	Panne mécanique	Dans des installations britanniques de GNL, une quantité de GNL a été déversée et enflammée, provoquant une boule de feu et de sérieuses blessures à deux employés.
2003	Fos sur Mer, France	Explosion à l'intérieur de la torche	Pendant le déchargement d'un navire, une explosion se produit sur un terminal méthanier. L'explosion survient à l'intérieur de la structure de la torche du terminal, projetant la porte de pied sur le local de la salle de contrôle, causant sur cette dernière quelques dégâts matériels.

- **Incidents maritimes**

L'histoire de l'industrie du GNL a montré que les accidents maritimes causant une importante libération de GNL sont très rares. Depuis le début de cette industrie, 40.000 traversées maritimes ont été effectuées par des méthaniers. Aucune perte de la cargaison suite à un naufrage, collision ou échouage n'a été enregistrée. Les méthaniers actuels sont bien conçus et bien entretenus ce qui réduit les probabilités d'incidents et de dommages. Leur configuration permet de diminuer significativement les risques de brèches dans les réservoirs de cargaison.

L'échouage du méthanier El Paso Paul Kayser atteste de cette résistance. Cet accident s'est déroulé à une vitesse de service de 17 nœuds sur le fond rocheux du Déroit de Gibraltar. Le fond du bateau a été considérablement endommagé, mais les citernes de cargaison n'ont pas été perforées entraînant aucune perte de cargaison.

Le tableau ci-dessous reprend les incidents représentatifs et pertinents pour le GNL associés aux opérations à quai.

(source "LNG Safety and Security," Center for Energy Economics at the Bureau of Economic Geology, the University of Texas at Austin, October 2003 and "Guidance on Risk Analysis and Safety Implications of a Large Liquefied Natural Gas (LNG) Spill Over Water", Sandia National Laboratories, December 2004).

Tableau: Accidents maritimes (opérations à quai)

Année	Lieu	Cause	Détails
1965	Non disponible	Transfert de cargaison (fuite de GNL)	Fractures sur le pont d'un méthanier, fuite de petites quantités de GNL. (Navire : Jules Verne)
1965	Canvey Island, UK	Transfert de cargaison (fuite de GNL)	Un blessé pendant des opérations de déchargement, fuite de petites quantités de GNL.
1965	Non disponible	Transfert de cargaison (fuite de GNL)	Une fuite de petites quantités de GNL sur une vanne cause des fractures sur le pont du méthanier.
1974	Everett, Boston Mass. USA	Transfert de cargaison (fuite de GNL)	Une fuite de petites quantités de GNL sur une vanne cause des fractures sur le pont du méthanier.
1976	Canvey Island, UK	Pétrolier entrant en collision avec un quai méthanier	Le gouvernail d'un pétrolier de 2 500 tonnes est tombé en panne. Par la suite, le pétrolier est venu heurter la jetée GNL pour ne s'arrêter qu'à quelques mètres d'une canalisation de GNL de grand diamètre. Vent de 38 nœuds au cours de l'incident.
1977	Non disponible	Transfert de cargaison (Débordement d'une cuve)	Débordement d'une cuve, fuite de petites quantités de GNL. (Navire : Aquarius)
1979	Everett, Boston Mass. USA	Transfert de cargaison (Fuite de GNL sur des tôles d'acier)	Un méthanier construit en 1974 (87 600 m ³), chargé de GNL. Fuite de GNL sur des tôles d'acier du pont pendant un déchargement. (Navire : Pollenger, ex Challenger)
1979	Non disponible	Défaillance d'une vanne pendant un chargement	Une fuite de petites quantités de GNL sur une vanne cause des fractures sur le pont du méthanier. (Navire : Mostefa Ben Boulaid)
1982	Bontang, Indonésie	Transfert de cargaison	Un méthanier s'écarte de la jetée alors qu'il était déjà raccordé. Ni le transfert de la cargaison, ni la mise en froid n'avaient commencé, mais du gaz passait dans le bras gaz pour le purger. Coups de vent de 80 km/h. Des dommages matériels au manifold de raccordement ont nécessité des réparations à Singapour.
1984	Non disponible	Transfert de cargaison	La défaillance d'une pompe provoque une seconde défaillance. Le rotor d'aspiration de la pompe se brise. Des fragments de métal percent la membrane en Invar. Situation maîtrisée en suivant les procédures du fabricant
1985	Non disponible	Transfert de cargaison	Bris d'un rotor d'aspiration de pompe pendant un déchargement, la membrane d'Invar est percée.
1985	Barcelone, Espagne	Transfert de cargaison	Une mise en ligne incorrecte de vannes provoque l'envoi de GNL d'une cuve du navire à une autre cuve, conduisant à un débordement. Des petites quantités de GNL ont débordé par l'évent de la cuve et se sont répandues sur le pont du navire, provoquant la fracture des constructions en acier.
1989	Skikda Algérie	Conditions météorologiques	Un méthanier a rompu ses amarres en raison d'un vent fort (160 km/h). Pendant le chargement du GNL, le navire s'est écarté du quai entraînant la rupture des 4 bras de chargement. Une fuite d'une petite quantité de GNL s'est produite, conduisant à des fractures du pont du navire. Pas de dommage sur les cuves. (Navire : Tellier)

Année	Lieu	Cause	Détails
1996	Everett, Boston Mass. USA	Feu à bord	Incendie d'origine électrique sur un méthanier (125 600 m ³) dans la salle principale des machines, alors que le méthanier est à quai au terminal de Distrigas. L'équipage éteint l'incendie et le transfert de la cargaison reprend à un plus faible débit. (Navire : Mostefa Ben Boulaid)
1997	Sakai Senboku, Japon	Collision avec une structure fixe	Un méthanier (126 000 m ³ construit en 1978) a subi des dommages au contact d'un duc-d'Albe d'amarrage à l'appontement Harnasaki ; ni fuite ni dommage au système de cargaison. (Navire : LNG Capricorn)
1999	Point Fortin, Trinidad	Collision avec une structure fixe	Un méthanier (71 500 m ³ construit en 1969) a eu une panne de propulsion en arrivant à l'appontement d'Atlantic LNG. L'appontement pétrolier voisin (Petrotrin) a été heurté, endommagé et fermé pendant 2 semaines. Ni pollution, ni blessé. (Navire : Methane Polar)
2001	Everett, Boston Mass. USA	Transfert de cargaison	Petites fuites de GNL suite à une surpression d'une cuve, conduisant à un certain nombre de fissures sur le pont du navire. La cuve interne est intacte et aucun autre dommage n'est rapporté. Pas de blessé. Le déchargement s'achève de manière satisfaisante. Trois mois de réparation.

Plusieurs incidents ont été engendrés par fragilisation suite à l'exposition à de basses températures. L'acier carbone notamment ne résiste pas à des températures GNL (-160°C). En ce qui concerne les matériaux utilisés dans le terminal du Verdon et qui seront en contact (ou pourront l'être) avec le GNL, il a été démontré qu'ils résistent à la formation de fissures suite à la fragilisation (selon NF-EN 1160).

En outre, les principaux composants qui risquent d'être exposés à un dégagement éventuel de GNL froid vont être pourvus d'une protection passive.

3. DESCRIPTION DES INSTALLATIONS DE SÉCURITÉ

3.1. INTRODUCTION

La préoccupation à l'égard de la sécurité est omniprésente dans toutes les phases du développement du projet Pegaz. Dès la phase de conception du projet, Pegaz a fait appel aux meilleures technologies disponibles. Les concepteurs ont également élaboré un système de maîtrise des risques.

En tant que mesure préventive prise en compte dès la conception des canalisations, 4GAS a choisi de réduire au maximum les brides, sources potentielles de fuites.

3.2. LE SYSTEME DE CONTROLE DU PROCÉDE (SCP)

Le Système de Contrôle du Procédé doit fournir à l'opérateur des informations en temps réel pour permettre un fonctionnement sûr et efficace de l'installation. Le système de contrôle doit avoir une haute fiabilité.

3.3. SYSTEME DE CONTROLE DE LA SECURITE (SCS)

Le SCS comprendra les trois éléments suivants :

- la détection d'incidents (par le système FSGDS)
- le déclenchement des arrêts d'urgence sécurité (par le système ESD)
- la surveillance et le contrôle des équipements de protection.

Les alarmes sont déclenchées via le système de détection d'incidents. Les conséquences éventuelles d'un incident seront limitées par l'ESD qui enclenchera l'arrêt de pompes et la fermeture des vannes de sectionnement. Le système ESD sera automatiquement activé par les systèmes de détection de gaz et d'incendie présents.

Par l'intermédiaire du SCS, l'opérateur reçoit des informations détaillées : entre autres, les zones au sein de l'infrastructure qui sont impliquées dans l'incident, le type de danger, les concentrations de gaz mesurées, l'état des équipements de lutte contre l'incendie, la direction et la force du vent, etc.

Sur la base de ces informations, l'opérateur peut décider de prendre des mesures complémentaires telles que :

- l'arrêt des installations qui n'ont pas été mises hors service en premier lieu par le SCS;
- l'activation des équipements de protection (de lutte contre l'incendie) qui peuvent être commandés à distance;

3.4. DETECTION D'INCENDIE, D'EPANDAGE ET DE GAZ (FSGDS)

- **Stratégie de contrôle**

L'ensemble de l'équipement associé à la détection d'incendie, d'épandage de GNL et de fuite de gaz (Fire, Spill and Gas Detection System, FSGDS) situé au niveau du terminal sera connecté au panneau FSGDS situé dans la salle de contrôle (SdC). Le panneau FSGDS est relié au système SCS.

Le FSGDS couvre la totalité de l'installation. Les détails (l'emplacement, le nombre, etc.) seront fixés lors de la phase d'ingénierie détaillée qui sera effectuée suite à l'autorisation du projet.

- **Détecteurs de flammes**

Des détecteurs de flammes seront placés sur le toit des réservoirs GNL, au niveau de la zone de regazéification et sur la plateforme de la jetée.

- **Système de détection de gaz inflammables**

Des détecteurs de gaz inflammables couvriront la zone de stockage, la zone de regazéification, la jetée et les prises d'air de ventilation.

- **Détecteurs de froid**

Des détecteurs de froid de type sonde de température seront installés dans les fosses de rétention pour détecter les déversements de GNL.

- **Détecteurs de fumée**

Des détecteurs de fumée seront placés dans les bâtiments où cela est approprié.

- **Boutons poussoirs**

Des boutons poussoirs seront positionnés de façon stratégique au niveau des réservoirs GNL, de la zone de regazéification, de la jetée et des bâtiments. Les boutons poussoir déclenchent le système d'alerte du terminal.

- **Système de télévision en circuit fermé (TVCF)**

Un système de TVCF en couleur sera prévu, de manière à pouvoir surveiller toute l'infrastructure à partir de la salle de contrôle.

- **Système de communication**

Pour la communication entre les opérateurs situés dans la SdC et les opérateurs situés à l'extérieur de la SdC, un système de communication mobile sera utilisé. Des équipements de communication seront également implantés pour la communication directe avec les méthaniers et les autorités compétentes afin de pouvoir signaler d'éventuels accidents dans les plus brefs délais.

- **Système d'alerte interne du terminal**

Les alarmes du terminal seront composées de sirènes d'avertissements sonores et visuelles.

L'établissement sera muni d'une station météorologique permettant de mesurer la vitesse et la direction du vent, ainsi que la température. Ces mesures seront reportées en SdC. De plus, il y aura des dispositifs indiquant la direction du vent, visibles de jour comme de nuit.

3.5. SYSTEME D'ARRET D'URGENCE (ESD)

Les conséquences éventuelles d'un incident seront limitées avec le système ESD. Ce système sera automatiquement activé par le FSGDS, arrêtera les éventuelles pompes et fermera les vannes de sectionnement dans la zone de la fuite.

Les unités Cogen seront isolées suite à une détection confirmée de gaz à l'entrée de l'air de combustion.

3.6. ELECTRICITE DE SECOURS

En cas de panne du réseau électrique, le système UPS (Uninterrupted Power Supply) fournira l'électricité de secours, soutenu par une batterie, aux systèmes de contrôle des instruments critiques.

La capacité du dispositif d'électricité de secours sera suffisante pour que le site puisse entièrement être mis hors service en cas de coupure de courant complète.

3.7. DECHARGEMENT DU NAVIRE

Pendant le déchargement de GNL, le système ESD de l'infrastructure et le système ESD du navire seront mis en connexion. Ceci permettra d'arrêter le déchargement de GNL en cas d'activation d'un des deux systèmes ESD. L'arrêt suit les étapes suivantes :

- Première étape : le pompage de GNL est arrêté et les vannes de sectionnement dans les lignes sont fermées, à la fois sur le navire et sur le quai;
- Deuxième étape : l'activation automatique du coupleur 'dry-break' des 'Powered Emergency Release Couplers' (PERC).

La première étape est activée lorsque les détecteurs réagissent aux mouvements du navire dépassant une valeur déterminée au préalable. Lorsque le mouvement du navire dépasse ensuite une deuxième valeur prédéterminée, le coupleur 'dry break' s'active automatiquement.

3.8. RESERVOIRS DE GNL

Les réservoirs de GNL sont des réservoirs à intégrité totale, constitués d'un réservoir interne autoportant en acier à 9 % de nickel et une rétention externe en béton précontraint. La cuve interne contient le GNL en conditions normales de fonctionnement.

La rétention externe est située à 1-2 m de la cuve interne. Le toit extérieur est soutenu par les parois de la cuve externe. La cuve externe est capable de contenir indépendamment le GNL et la vapeur résultant d'une éventuelle fuite de la cuve interne. A l'intérieur le béton est revêtu de tôles en métal, afin de rendre la rétention étanche au gaz et au liquide.

L'enveloppe externe en béton sert de rétention hermétique en cas de fuite du réservoir interne contenant le GNL. Pour illustrer la solidité de cette cuve externe en béton précontraint, ses dimensions et caractéristiques sont données dans le tableau ci-dessous.

Tableau : Dimensions de la rétention en béton autour des réservoirs GNL

Partie du réservoir GNL	Epaisseur minimale / maximale du béton
Fondation	0.4 / 1.2 m
Parois	0.6 / 0.95 m
Toit	0.45 / 0.6 m

- **Défaillances des réservoirs GNL**

Dans le cas de réservoirs à intégrité totale, en cas de défaillance de la cuve interne, la fuite du GNL sera retenue par l'enceinte en béton. La Norme FR-EN-1473 ne retient pas la rupture de l'enceinte en béton comme un scénario à prendre en considération.

Tableau : Défaillances des réservoirs GNL (Source FR-EN-1473)

Type de réservoir	Entièrement métallique ou toit métallique seulement	Béton précontraint (y compris toit en béton armé)
Simple intégrité	1)	Non applicable
Double intégrité	2)	Non applicable
Intégrité totale	2)	3)
Membrane	2)	3)
Béton cryogénique	2)	3)
Sphérique	1)	Non applicable
Enterré	2)	3)
1) En cas de rupture de l'enceinte primaire d'un réservoir, la taille du feu correspond à celle de la cuvette de rétention 2) En cas de rupture du toit du réservoir, la taille du feu correspond à celle de l'enceinte secondaire 3) Aucune rupture n'est considérée pour ces types de réservoirs		

3.9. SYSTEMES DE PROTECTION

La philosophie générale consistera à installer des systèmes de protection fixe qui se composeront de générateurs de mousse à haut foisonnement, des systèmes extincteurs à poudre, des bouches d'incendie, des rideaux d'eau et des lances à eau, dans des zones où le risque d'incendie est le plus probable.

Les systèmes à déluge d'eau ne sont pas appropriés pour éteindre des incendies de GNL. L'utilisation d'eau sur une flaque de GNL augmente la vitesse de formation de vapeurs et donc la vitesse de combustion. Toutefois, des lances à eau seront utilisées pour refroidir les équipements concernés afin d'éviter toute surchauffe locale.

Le choix définitif des dispositifs de lutte à installer sera effectué en étroite collaboration avec les Services d'Incendie et de Secours et le Port Autonome de Bordeaux.

Dans le cas d'incendie de GNL, le moyen d'extinction recommandé est la poudre. Pour éteindre une flaque de GNL qui brûle, il faut appliquer la poudre au-dessus de la surface du GNL. Pour des résultats optimaux, l'incendie doit être recouvert immédiatement et en une seule fois.

Les fosses de rétention de GNL seront dotées de générateurs de mousse à haut foisonnement. Ils permettent de couvrir toute fuite de GNL rassemblée dans la fosse. En cas d'ignition, la mousse permettra de réduire la taille des flammes et donc la radiation.

Les rideaux d'eau et les lances à eau s'utilisent pour :

- diminuer rapidement la concentration de GNL afin qu'il soit moins inflammable ;
- la protection contre le rayonnement thermique ;
- l'acheminement de grandes quantités d'air qui diluent le nuage de vapeurs de GNL, ce qui engendre une meilleure dispersion.

3.10. RETENTION ULTIME

Les réservoirs GNL seront situés dans une zone excavée, à une profondeur de 2 m au-dessus du niveau de la mer. La partie du terrain où se trouveront les installations du « Procédé » (compresseurs, pompes HP, regazéfiEURs) sera rehaussée jusqu'à une hauteur de 7 m. Le matériel de remblai nécessaire à ce rehaussement proviendra des travaux d'excavation des réservoirs de GNL. Les dimensions de la zone excavée seront telles que l'on dispose d'un espace d'environ 25 m autour du réservoir en vue de l'agencement des routes d'inspection requises, des canalisations et d'autres dispositifs. Le but de cette excavation est de minimiser l'impact visuel par le rabaissement des réservoirs et la formation de merlons élevés, d'éliminer le risque d'inondation, et de créer une rétention ultime.

En cas de fuite éventuelle des canalisations primaires, l'excavation pourra servir de rétention ultime. Cela permettra d'éviter le risque de flux incontrôlé du GNL dans le cas où une telle fuite se produirait. Le volume de terre excavée sera d'environ 150.000 m³.

4. DANGERS LIES A L'ENVIRONNEMENT

4.1. INONDATIONS

Un Plan de Prévention des Risques d'Inondation (PPRi) a été établi sur l'Estuaire de la Gironde à la Pointe du Médoc et approuvé le 25 octobre 2002. Ce plan présente les terrains où des restrictions sont en vigueur. Le site prévu pour le terminal méthanier se trouve en dehors de ces zones.

Le terrain actuel de la zone prévue pour l'implantation du terminal méthanier se situe à une hauteur de 5 à 6 mètres au-dessus du niveau de la mer et du niveau de la Gironde. D'après les informations fournies par le Port Autonome de Bordeaux, il existe un risque d'élévation du niveau de la Gironde jusqu'à une hauteur de 6.52 m une fois tous les 100 ans, jusqu'à 6.60 m une fois tous les 200 ans et jusqu'à 6.70 m une fois tous les 500 ans.

Les matériaux d'excavation seront utilisés afin de rehausser les terrains de la zone du « Procédé » à une hauteur d'environ 7 mètres au-dessus du niveau de la mer. Le risque d'inondation du site sera ainsi réduit à un niveau acceptable.

4.2. SEISME

Le risque sismique varie selon les régions. Le décret n°91-461 du 14 mai 1991, relatif à la prévention des risques sismiques, définit, en France, cinq zones d'exposition de sismicité croissante.

Selon ce classement, le site du Verdon est classé en zone 0.
La zone d'étude peut ainsi être considérée comme sans risque tectonique important.

4.3. MOUVEMENTS DU SOL

Un arrêté de catastrophe naturelle a été établi le 22 novembre 2005 sur la commune du Verdon sur Mer concernant les événements survenus entre le 1er juillet et le 30 septembre 2003. Un plan de Prévention des Risques Mouvement de Terrain - Recul a été établi sur le littoral girondin en 2000 et approuvé le 31 décembre 2001.

Les terrains concernés par ce plan de prévention étant localisé sur la frange atlantique, le site n'est pas concerné par les risques mouvement de terrain.

4.4. CHUTES D'AVIONS

A partir de l'accidentologie, les études de la répartition des points d'impacts autour des aéroports démontrent que les zones à forte probabilité de chute d'un aéronef forment une circonférence de 1 km autour des pistes.

L'aéroport commercial le plus proche est celui de Bordeaux Mérignac qui se trouve à une centaine de kilomètres du site. En dehors des zones proches des aéroports, on peut évaluer le risque de chute par l'aviation commerciale de 2.10^{-12} impacts/an/m². Pour le site du Verdon (20 hectares), ceci implique un risque de chute de 4.10^{-8} impacts/an/m². Ce risque est acceptable.

En outre, le Médoc dispose de 3 aérodromes gérés soit par des aéroclubs soit par la commune. Les plus grands avions qui pourraient être accueillis à l'aérodrome de Soulac sur Mer (à 7 km) sont des avions de tourisme d'une capacité maximum de 6 personnes et des bimoteurs de largage de parachutistes d'une capacité de 12 à 14 personnes.

Les toits des réservoirs GNL sont conçus pour résister à un impact d'un avion de tourisme.

4.5. INTRUSION

Le site de 4GAS du Verdon sera entièrement clos. L'accès principal est ouvert jour et nuit. Il s'agit du portail d'accès par le poste de garde. Un système de contrôle sera installé afin de surveiller l'accès au terminal.

Le portail d'accès à la piste de secours sera fermé en permanence.

L'accès au site est contrôlé en permanence par les gardes. Les visiteurs passent obligatoirement par le poste de garde qui délivre une autorisation d'accès. En dehors des heures ouvrables, les gardes effectuent des rondes périodiques sur l'ensemble du site.

Afin de signaler des intrusions, un système de détection des intrusions sera installé le long de la clôture.

4.6. ACTIVITES INDUSTRIELLES VOISINES

Dans les Etudes des Dangers du Port Autonome de Bordeaux, les activités du terminal à conteneurs du Verdon ont été prises en compte. Les cartographies associées sont présentées en annexe des études de dangers du PAB. Il en ressort que les zones d'effets dépassent légèrement les limites prévues du site du terminal GNL.

La conception des réservoirs et des autres parties de l'installation GNL permet de conclure que les installations du terminal de GNL résisteront aux effets potentiels induits par le terminal à conteneurs.

Pour encore mieux évaluer les potentiels effets domino, une analyse en coopération avec le PAB sera effectuée.

5. LA MAITRISE DES RISQUES

5.1. ANALYSE DES RISQUES

Les autorités réglementaires imposent une étude des scénarios possibles d'accidents ainsi d'une conception des installations de façon à rendre « acceptable » le niveau de risque encouru par la population.

Pour ce faire, les responsables du projet ont fait réaliser une analyse des risques. L'analyse a été effectuée par un groupe d'ingénieurs en charge de la conception technique de l'installation au cours de 2007. Au final, dans le processus d'autorisation, l'analyse de risques sera revue par la Direction Régionale de l'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement (DRIRE).

Par la méthode de l'Analyse Préliminaire des Risques (APR), chaque système ou élément constituant les installations est analysé, permettant d'identifier et de simuler divers scénarios d'accidents, d'en estimer et d'en évaluer les probabilités d'occurrence et les conséquences.

Les résultats de l'APR permettent d'apprécier qualitativement les risques présentés par l'installation, de connaître le détail des mesures de maîtrise des risques qui s'y rapportent (mesures de prévention, de protection et d'intervention) et de mettre en évidence les scénarios qui devront être analysés.

Une trentaine de scénarios d'accidents ont été définis à l'issue de l'Analyse Préliminaire des Risques. Chaque scénario a été élaboré en détail, prenant en compte les variables comme, par exemple les conditions d'exploitation, l'ampleur de la fuite, la réussite ou non de l'isolement de la fuite par un arrêt d'urgence.

Les incidents qui pourraient se produire sont:

- un feu de nappe de GNL libéré ;
- un jet enflammé de gaz naturel libéré ;
- une inflammation d'un nuage de gaz naturel.

À l'aide de logiciels adaptés et de bases de données universellement reconnues dans le monde entier, les experts ont évalué à la fois la probabilité d'occurrence de chacun des scénarios et leurs conséquences, s'ils se produisaient. L'évaluation a été conduite conformément à la réglementation en vigueur, notamment la méthodologie retenue par la circulaire du 28 décembre 2006 du Ministère de l'Ecologie et du Développement Durable.

5.2. RESULTATS DES SCENARIOS

Les scénarios caractéristiques, ayant les plus grandes zones d'effet sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Tableau: Les scénarios les plus pénalisants

Intitulé	Distance des effets thermiques	Distance à la Limite Inférieure d'Explosivité (en cas d'un nuage inflammable)
Rupture de la canalisation de remplissage d'un réservoir pendant le déchargement d'un méthanier	320 m	590 m
Rupture de la canalisation gaz pendant l'expédition maximale de gaz naturel	290 m	270 m
Fuite importante de GNL du méthanier	160 m	240 m

A noter que ces distances ont été calculées depuis le point de fuite (à l'intérieur du terminal), en prenant des conditions pénalisantes (débit maximum, dispersion faible).

5.3. ACCEPTABILITE

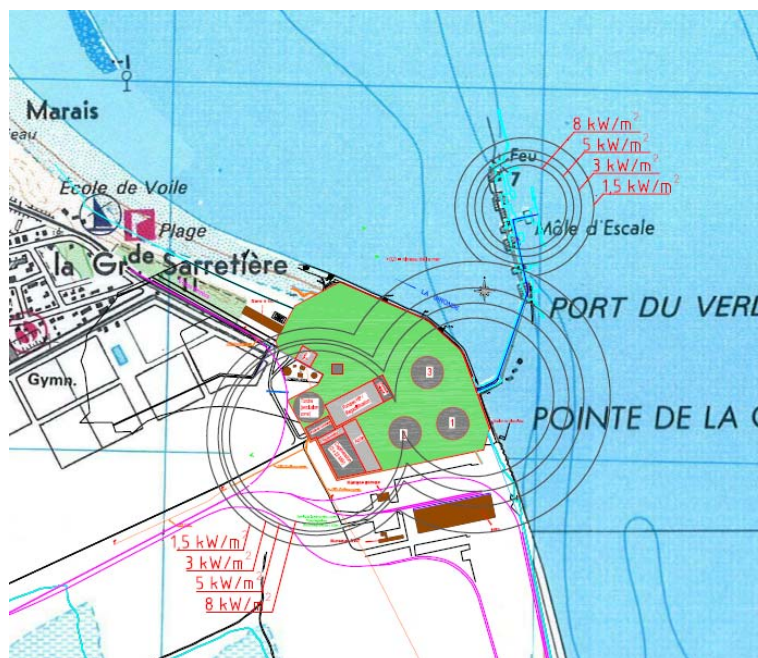
L'acceptabilité des risques a été déterminée selon la circulaire dite 'MMR' du 29 septembre 2005. L'annexe 2 de cette circulaire constitue une grille d'appréciation, qui permet de justifier le niveau de maîtrise des risques du projet Pegaz.

La grille d'appréciation a permis d'établir que le niveau de risque est tout à fait acceptable. C'est le résultat de nombreuses mesures de sécurité qui ont été intégrées à la conception du projet de terminal méthanier au Verdon.

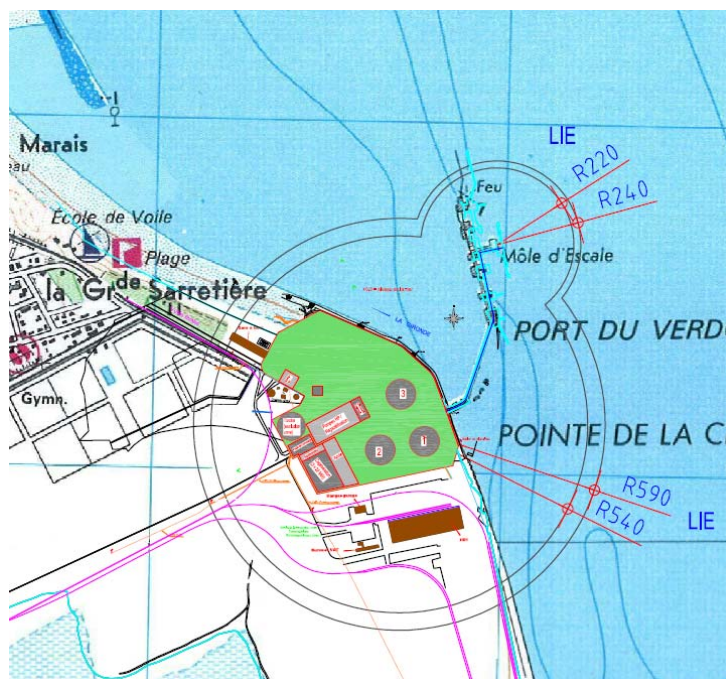
Au final, c'est la Direction Régionale de l'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement qui conclura sur cette acceptabilité.

5.4. ZONES A RISQUE

La zone impactée par des effets thermiques potentiels est présentée ci-dessous.



La zone impactée par l'inflammation d'un nuage de gaz est présentée ci-dessous.



Le scénario auquel est associée la zone à risque la plus importante est la rupture de la canalisation principale de GNL pendant le déchargement d'un méthanier. Les conséquences d'un tel accident pourraient s'étendre sur 590 m, depuis le point de la fuite. Ainsi, en direction du Verdon, cette zone à risque dépasse d'environ 200 m la limite du site. Au-delà de cette zone, il n'y a plus de risque.

On peut conclure que, quel que soit le scénario d'accident, le périmètre ne touche pas le village du Verdon.

6. LE SYSTEME DE GESTION DE LA SECURITE (SGS)

L'article 7 de l'arrêté ministériel du 10 mai 2000 exige qu'un Système de Gestion de la Sécurité soit mis en place par l'exploitant. Le SGS doit couvrir l'ensemble des activités à risque du terminal.

- **La mise en œuvre du SGS**

Pendant la phase de construction, le système de gestion de sécurité (SGS) sera mis en œuvre. Les procédures et instructions seront axées sur les risques identifiés. Afin de garantir un niveau élevé de sécurité du site, pendant toutes les phases de vie (c'est-à-dire la construction, la mise en service, l'exploitation et la mise hors service), la sécurité sera garantie par le biais du SGS.

Dans le cadre du SGS du terminal méthanier du Verdon, 7 thèmes centraux seront traités en particulier :

1. Organisation et formation;
2. Identification et évaluation des risques;
3. Maîtrise de l'exploitation;
4. Gestion des modifications;
5. Gestion des situations d'urgence;
6. Gestion du retour d'expérience;
7. Contrôles du système et audits.

- **1. Organisation et formation**

Les besoins en matière de formation des personnels associés à la prévention des accidents seront identifiés. L'organisation de la formation, ainsi que la définition et l'adéquation du contenu de cette formation sont explicitées. En cas de formation réalisée par des sociétés extérieures, le choix de ces organismes sera réalisé en fonction de leurs compétences et de leurs références spécifiques.

Le personnel extérieur à l'établissement susceptible d'être impliqué dans la prévention et le traitement d'un accident majeur sera identifié. La politique de formation se traduit notamment par :

- des formations à la sécurité et notamment à la lutte anti-incendie du personnel ; ces formations seront aussi bien internes qu'externes,
- des formations aux postes de travail,
- des exercices d'entraînement aux situations accidentelles,
- des actions de sensibilisation/formation de tous les nouveaux embauchés.

- **2. Identification et évaluation des risques**

Une identification systématique des risques d'accidents majeurs susceptibles de se produire sera réalisée lors:

- des actualisations de l'Etude de Dangers de l'établissement,
- des élaborations des analyses de risques, y compris lors des projets ou modifications notables.

- **3. Maîtrise de l'exploitation**

Des règles, procédures, instructions ou consignes seront mises en œuvre pour permettre la maîtrise de l'exploitation des équipements dans des conditions de sécurité optimales visant, entre autres, la protection du personnel, des installations et de l'environnement. Parmi eux, les procédures suivantes seront établies:

- Procédure Autorisation de travail;
- Procédures concernant l'entretien. L'entretien du terminal sera basé sur la maîtrise des risques. Le régime d'inspection sera conçu de façon à pouvoir prévenir les situations dangereuses moyennant l'entretien approprié.

- **4. Gestion des modifications**

Au terminal, la procédure « Gestion des modifications » sera établie : afin d'éviter une application trop souple, le champ d'application des modifications doit être très explicite. 4Gas envisage de soumettre toute modification d'un équipement de l'installation qui ne sera pas « remplacé à l'identique » à cette procédure.

- **5. Gestion des situations d'urgence**

Les procédures comprendront l'ensemble des procédures d'exploitation normale et d'urgence.

- **6. Gestion du retour d'expérience**

Au terminal, une procédure sera établie concernant 'l'Analyse et l'évaluation des incidents'. Des bilans réguliers seront établis. Le site sera adhérent au Groupe International des Importateurs de GNL (GIIGNL) dont les membres permanents assurent la collecte d'analyses et de rapports concernant les incidents mineurs qui se produisent sur des terminaux d'importation de GNL partout dans le monde.

- **7. Contrôles du système et audits**

Pour que le SGS soit un système utile, réel et vivant, les procédures devront être connues et appliquées parmi les employés du site. Des dispositions seront prises pour s'assurer du respect permanent des procédures consignées / élaborées dans le cadre du système de gestion de la sécurité, et pour remédier aux éventuels cas de non-respect constatés. Le respect des procédures sera vérifié par un audit.