

RAPPORT D'ÉTUDE N° DRA-11-117405-03833C

17/10/2011

DRA 71 – Opération A1
Référentiels, normes et guides de bonnes
pratiques pour le stockage de Gaz Naturel
Liquéfié (GNL) - Installations fixes



# DRA-71 - Opération A1

Référentiels, normes et guides de bonnes pratiques pour le stockage de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) - Installations fixes

**INERIS** – Verneuil en Halatte

#### **PREAMBULE**

Le présent rapport a été établi sur la base des informations fournies à l'INERIS, des données (scientifiques ou techniques) disponibles et objectives et de la réglementation en vigueur.

La responsabilité de l'INERIS 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 l'INERIS dans le cadre des prestations qui lui sont confiées, peuvent aider à la prise de décision. Etant donné la mission qui incombe à l'INERIS de par son décret de création, l'INERIS n'intervient pas dans la prise de décision proprement dite. La responsabilité de l'INERIS ne peut donc se substituer à celle du 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.

L'INERIS dégage toute responsabilité pour chaque utilisation du rapport en dehors de la destination de la prestation.

	Rédaction	Rédaction Vérification		Approbation
NOM	Valérie de DIANOUS	Christophe BOLVIN	Guillaume CHANTELAUVE	Sylvain CHAUMETTE
Qualité	Ingénieur Unité Evaluation Quantitative des Risques (EQRI) Direction des Risques Accidentels	Responsable Unité EQRI Direction des Risques Accidentels	Déléguée Appui à l'Administration Direction des Risques Accidentels	Responsable du Pôle Analyse et Gestion Intégrée des Risques Direction des Risques Accidentels
Visa	Val		9-	\$

# **SOMMAIRE**

1.	GLC	DSSAIRE ET DEFINITION	.5
1.	1.	Glossaire	. 5
1.2	2.	Définition	.6
2.	INTI	RODUCTION	.7
2.	1.	Contexte de l'étude	.7
2.2	2.	Champ de l'étude	. 7
2.3	3.	Point spécifique de la réglementation	.8
2.4	4.	Structure du rapport	.8
		SCRIPTION DES INSTALLATIONS DE STOCKAGE DE GNL ESTALLATIONS ANNEXES	
3.	1.	Rappel sur les propriétés du GNL	.9
3.2	2.	Bref historique du GNL	11
3.3	3.	Différents types de stockage et systèmes associés	12
3.4	4.	Distribution des réservoirs dans le monde	35
3.5	5.	Installations d'interfaces navire/terre	36
4.	RET	OUR D'EXPERIENCE	43
4.	1.	Sources de données	43
4.2	2.	Enseignements tirés du Retour d'Expérience	43
		ESENTATION DES GUIDES, NORMES UTILISÉS PAR LE RIELS OU CITÉS DANS LA BIBLIOGRAPHIE	
5.	1.	Présentation du panorama des documents retenus	45
5.2	2.	Evolution des normes	50
6.	NOF	RMES	55
6.	1.	Normes pour les réservoirs de stockage	55
6.2	2.	Normes pour les bras de transfert	38
7.	GUI	DES PROFESSIONNELS	73
7.	1.	BP Process safety series	73
7.2	2.	OCIMF: « Design and Construction Specification for Marine Loadin Arms »	_
8.	ANA	ALYSE DES GUIDES, NORMES ET AUTRES DOCUMENTS	77
8.	1.	Introduction	77
8.2	2.	Analyse comparée des domaines d'application des document consultés	
8.3	3.	Comparaison des prescriptions concernant les stockages équipements associés	

8	.4.	Comparaison des prescriptions sur les interfaces navire/terre	91
9.	CO	NCLUSION	95
10.	ВІВ	LIOGRAPHIE	97
11.	LIS	TE DES ANNEXES	99

# 1. GLOSSAIRE ET DEFINITION

#### 1.1. GLOSSAIRE

ALE Aftershocke Level Earthquake

ANSI American National Standards Institute

API American Petroleum Institute

BARPI Bureau d'Analyse des Risques et Pollutions Industriels

BS British Standard

CFR Code of Federal Regulations (USA)
CSA Canadian Standards Association

CSIC Conseil Supérieur des Installations Classées

EEMUA Engineering Equipment & Materials Users Association

EN European Norme

ERS Emergency Release System: système de déconnexion

d'urgence

ERC Emergency Release Coupling : déconnecteur d'urgence

ESD Emergency Shut Down: Système d'arrêt d'urgence

GN Gaz Naturel

GNL Gaz Naturel Liquéfié

GPL Gaz de Pétrole Liquéfié

ICPE Installations Classées pour la Protection de l'Environnement INERIS Institut National de l'Environnement Industriel et des Risques

NFPA National Fire Protection Association

OBE Operating Basis Earthquake : séisme de maintien en exploitation

OCIMF Oil Companies International Marine Forum
PSHA Probabilistic Seismic Hazard Assessment

QCDC Quick Connect / Disconnect Coupleur: Coupleur de

connexion/déconnexion rapide

RA Réservoir Aérien

RPT Rapide Phase Transition
SAU Système d'Arrêt d'Urgence

SPT Système de Protection Thermique

SSE Safe Shutdown Earthquake : séisme d'arrêt de sécurité

TSA Triple Swivel Assembly : Ensemble Articulé Triple

#### 1.2. DEFINITION

**Boil-off**: Evaporation naturelle du GNL au cours du stockage.

**Ensemble Articulé Triple (TSA)** : Ensemble de trois rotations et coudes situé à l'extrémité du bras externe.

**Réservoirs** : Le terme « réservoir » utilisé dans le présent document correspond à l'ensemble des équipements nécessaires à la rétention du GNL.

**Station de GNL d'écrêtement de pointes** (« peak-shaving ») : Les stations de GNL d'écrêtement de pointes sont connectées au réseau de gaz. Pendant les périodes de faible demande, le gaz naturel est liquéfié et stocké. Le GNL est regazéifié pendant de courtes périodes lorsque la demande de gaz devient importante.

**Station satellite de GNL**: Les stations satellites de GNL sont reliées à un réseau de gaz ou aux consommateurs. Le GNL est acheminé par camionsciternes, wagons-citernes, barges ou petits méthaniers ; il est stocké dans des récipients sous pression, calorifugés, puis regazéifié et émis dans le réseau.

**Terminal d'exportation de GNL**: Site sur lequel le gaz naturel, acheminé par tuyaux depuis un ou plusieurs gisements, est liquéfié puis stocké en vue d'un transport ultérieur vers d'autres destinations, généralement par voie maritime.

**Terminal de réception de GNL**: Site sur lequel les navires méthaniers sont déchargés et où le GNL est stocké dans les réservoirs. Il est ensuite regazéifié et émis dans les réseaux de gaz ou vers les consommateurs.

**Zone de transfert** : Zone contenant un système de canalisations où des liquides ou des gaz inflammables entrent et sortent de l'usine et comprenant également la zone ou les canalisations sont connectées ou déconnectées fréquemment.

# 2. <u>INTRODUCTION</u>

#### 2.1. CONTEXTE DE L'ETUDE

L'INERIS réalise un programme d'étude sur l'évaluation des risques des systèmes industriels (programme dénommé DRA-71) pour appuyer le ministère du développement durable, en charge de ce domaine.

Dans le cadre de ce programme, l'INERIS a prévu, au travers de ce présent rapport, de réaliser une étude comparative des réglementations, des guides professionnels et des normes relatifs aux stockages de GNL et installations associées dans le domaine de la prévention ou limitation des accidents majeurs.

La présente étude a été réalisée en s'appuyant sur l'expérience des sociétés SOFRESID et SAIPEM.

# 2.2. CHAMP DE L'ETUDE

Les installations étudiées pour le présent rapport sont :

- les réservoirs de GNL « on-shore », de type réfrigérés aériens, de capacité supérieure à 200 tonnes et leurs équipements associés (pompes, instruments, réseau torches/évents dans le cadre de la protection du réservoir contre les surpressions).
- Les bras de transfert (chargement et déchargement),
- Les lignes de transfert servant au transport du GNL entre les bras de transfert et les réservoirs réfrigérés de stockage aériens.

Il a été choisi d'exclure de l'étude les points suivants :

- les installations « off-shore »,
- les réservoirs de GNL d'une capacité inférieure à 200 tonnes,
- les réservoirs de stockage semi-enterrés, enterrés et en fosse,
   Ces différentes technologies de réservoirs sont présentées dans le présent rapport à titre informatif mais n'entrent pas dans le cadre d'analyse des exigences retenues pour cette étude. Ces configurations de réservoirs ne sont pas traitées dans les codes européens et américains pourtant, dans les normes Japonaises et Coréennes ces types de réservoirs sont mentionnés.
  - Seuls les codes européens, américains et canadiens seront retenus dans le cadre de cette étude car ce sont les plus utilisés dans le monde. Les codes japonais et coréens ne seront pas analysés dans cette étude car ils sont uniquement utilisés dans leur pays respectif.
- les installations de liquéfaction et de regazéification.

# 2.3. POINT SPECIFIQUE DE LA REGLEMENTATION

Les activités autour du GNL sont principalement encadrées par des codes américains et européens (hors Japon et Corée). Ceux-ci seront étudiés dans ce rapport.

Concernant la réglementation européenne et française, la recherche de textes régissant les opérations de GNL n'a pas été fructueuse (absence de textes spécifiques). Au niveau national, les installations concernées par le stockage, la production et le transport de GNL sont étudiées dans le cadre des dossiers ICPE et les risques inhérents à ces activités sont analysés dans les études de dangers. Seules les exigences spécifiques au GNL relevées dans la circulaire du 10 mai 2010 sont retenues dans l'étude.

La réglementation américaine comporte deux codes (à portée fédérale) relatifs au GNL qui sont retenus dans l'étude.

## 2.4. STRUCTURE DU RAPPORT

Le chapitre 3 présente une description des quatre grands types de réservoirs de stockage de GNL et des équipements de transfert.

Le chapitre 4 traite du retour d'expérience associé au GNL.

Le chapitre 5 détaille les documents qui seront analysés dans le cadre de cette étude et fournit un avis sur ces derniers.

Les chapitres 6 à 8 présentent le contenu de ces documents et leurs points clés.

Enfin, le chapitre 9 réalise un comparatif synthétique des points évoqués dans les guides en fonction de leurs exigences. Ce comparatif est complété par l'annexe 5 qui présente de manière plus détaillée les recommandations des guides.

En annexe 2, une fiche pour chaque document a été réalisée.

## Notes:

1/ Pour éviter tout risque d'imprécision pouvant être due à une perte de sens lors de la traduction des documents anglais, seule une prise en compte de chaque document dans sa version originale est valable.

2/ Le présent rapport ne présente que les points saillants en terme de sécurité. L'analyse approfondie des thèmes intéressant le lecteur doit se poursuivre par l'étude des textes d'origine, en se référant aux paragraphes identifiés dans ce rapport.

# 3. <u>DESCRIPTION DES INSTALLATIONS DE STOCKAGE DE</u> GNL ET DES INSTALLATIONS ANNEXES

#### 3.1. RAPPEL SUR LES PROPRIETES DU GNL

## 3.1.1. Proprietes physiques du GNL

Le gaz naturel est un combustible gazeux, issu de gisements naturels, composé essentiellement de méthane (près de 90%), d'éthane (entre 5 et 10 %), et de moins de 1% de butane, propane et azote.

Le **Gaz Naturel Liquéfié** (GNL) est du gaz naturel rendu liquide par refroidissement à -162°C. Ainsi, il peut être transporté à l'état liquide. L'intérêt de ce changement d'état est que, pour une même quantité de gaz naturel, le volume de GNL est environ 600 fois inférieur à celui de son état gazeux. Son stockage est réalisé au sein d'un réservoir réfrigérant<sup>1</sup> à pression atmosphérique<sup>2</sup> ou sous faible pression (jusqu'à 750 mbar eff environ). Sa masse volumique (liquide) est de l'ordre de 450 kg/m<sup>3</sup>.

La masse volumique des vapeurs de GNL à -160°C est d'environ 1,7 kg/m³. Le gaz, plus lourd que l'air lorsqu'il est froid, aura donc tendance à rester près du sol. La masse volumique des vapeurs de GNL à 20°C est d'environ 0,72 kg/m³. Le gaz, plus léger que l'air, aura donc tendance à se disperser rapidement. Les vapeurs de GNL deviennent plus légères que l'air en se réchauffant au contact de l'environnement (air, eau, sol...), leur masse volumique atteignant celle de l'air aux environs de -100°C. La rapidité du réchauffage dépend des conditions atmosphériques (températures, vitesse du vent...).

# 3.1.2. RISQUES LIES AU GNL

Les **vapeurs de GNL sont inflammables**, pour des concentrations volumiques dans l'air de 5% à 15%. La formation d'un nuage inflammable de vapeurs de GNL est la conséquence d'un déversement de GNL hors de son confinement. La formation du nuage est consécutive aux étapes suivantes :

- déversement avec vaporisation partielle avant contact avec le sol,
- formation et vaporisation d'une nappe liquide au contact du sol,
- formation d'un nuage inflammable et dense de vapeurs de GNL par mélange avec l'air ambiant.

Lors d'un tel déversement, une faible part de la masse GNL se vaporise avant de toucher le sol (ou l'eau) tandis que la majeure partie tombe au sol (ou sur l'eau). Au contact de la surface, celle-ci échange de la chaleur avec le GNL très froid, qui par conséquent se réchauffe et se vaporise. Lors d'un déversement massif, la chaleur apportée par la surface n'est pas suffisante pour vaporiser instantanément le GNL qui vient à son contact. Le GNL

\_

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Il peut s'agir d'un réservoir avec réfrigération active mais souvent il s'agit d'un réservoir dont le maintien du froid est assuré par une isolation thermique

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup> Certains stockages en Europe sont « semi-réfrigérés » avec une pression de stockage pouvant atteindre 8 à 9 bar eff. Ce type de stockage n'existe pas en France à ce jour.

s'accumule alors à la surface en formant une nappe dont l'extension croît rapidement, pour se stabiliser lorsque le débit de vaporisation du GNL devient égal au débit d'alimentation de la nappe. La nappe atteint alors une phase d'équilibre qui dure tant que le débit d'alimentation se maintient, puis se réduit rapidement pour disparaître enfin.

En milieu non confiné et en absence d'obstacles, l'inflammation d'un nuage de vapeur de GNL provoque une déflagration lente avec des effets de surpressions négligeables. En cas de présence d'obstacles ou dans un milieu confiné, la combustion du nuage de gaz peut provoquer une déflagration rapide avec de fortes surpressions.

Le principal danger de la combustion d'un nuage de vapeurs est l'effet thermique très intense (passage du front de flamme). On considère en général qu'il n'y a pas d'effet notable sur les structures (dégâts superficiels possibles et éventuellement fragilisation de structures métalliques légères) mais que des effets sont possibles sur les hommes (effets létaux limités à la taille du nuage).

Lors d'une inflammation d'un nuage de vapeurs de GNL, la flamme tend à remonter progressivement vers la source d'émission ce qui tend à générer un feu de nappe. Le feu de nuage peut aussi être initiateur d'un incendie. Les feux de nappe de GNL sont des feux très intenses avec des émissivités très supérieures à celles de feux d'hydrocarbures classiques. Les moyens de secours (en particulier production de mousse) doivent en tenir compte (systèmes fixes actionnables à distance à privilégier).

Les installations de GNL ne sont généralement pas sujettes au risque de **BLEVE** dans la mesure où elles ne sont pas dimensionnées pour résister à une montée en pression<sup>3</sup>.

Les stockages sont susceptibles d'être exposés au **risque de « roll-over » ou « basculement de couches »** pouvant engendrer une forte pression dans le réservoir par augmentation brutale de la quantité de gaz évaporé.

Le GNL ne réagit pas avec l'air, l'eau, l'eau salée ; l'eau peut cependant geler ou former des hydrates. Sous certaines conditions, lorsque le GNL est mélangé à l'eau, il peut se produire des **Transitions Rapides de Phase**, sortes d'explosions (mais sans phénomène de combustion) provoquant une onde de choc et des projections d'eau, de GNL, de gaz, mais dont les effets sont limités au champ proche.

Les vapeurs de GNL sont incolores, quasiment inodores, non toxiques. Cependant, à cause de leur très basse température, les vapeurs de GNL condensent l'eau contenue dans l'air, ce qui provoque l'apparition d'un nuage visible (brouillard).

Il existe un **risque d'anoxie** (asphyxie par manque d'oxygène) si la concentration en CH<sub>4</sub> dans l'air dépasse 15 à 20% (donc très au dessus de la LIE).

<sup>&</sup>lt;sup>3</sup> Pour les stockages terrestres de petites dimensions dimensionnés pour résister à des pressions internes de 8 à 9 bars, la possibilité d'un phénomène assimilable à un BLEVE reste discutée.

Du fait de sa très basse température il existe un **risque de brûlure cryogénique** (-161°C à la pression atmosphérique) ainsi qu'une **fragilisation** et une **fissuration des matériaux** lors de projection si les matériaux ne sont pas prévus pour résister.

# 3.2. Bref historique du GNL

Depuis le début, la production de GNL, l'importation, l'exportation et la distribution ont suivi le schéma suivant (cf. Figure 1) :

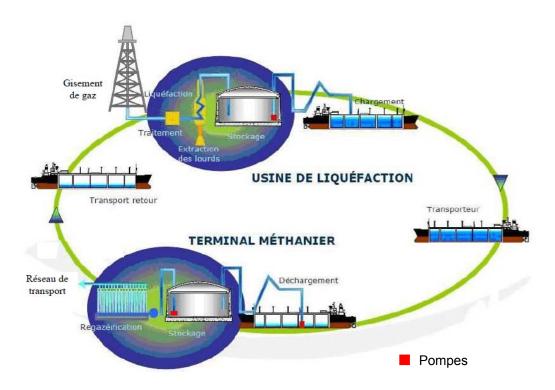


Figure 1 : Chaîne du GNL (source : Bureau de l'Environnement Canadien – BAPE)

Le GNL joue un rôle de plus en plus important dans l'industrie mondiale de l'énergie, car les réserves de gaz naturel dans le monde sont abondantes et son état condensé rend possible son transport sur de longues distances par les voies maritimes, donnant naissance à de véritables chaînes d'approvisionnement incluant les puits producteurs, les usines de traitement, les usines de liquéfaction, les terminaux de chargement des méthaniers, les terminaux d'importation et de stockage (terminaux de gazéification et stations d'écrêtement de pointe), les usines de regazéification et de réinjection au réseau.

Le procédé a initialement été développé pendant le XIXème siècle quand le chimiste et physicien britannique, Michael FARADAY expérimenta différents types de liquéfaction de gaz incluant le gaz naturel. Par la suite, l'ingénieur allemand Karl Von LINDE a fabriqué le premier compresseur de réfrigération de gaz en 1873. La première industrie de GNL a été construite dans l'Ouest de la Virginie (Etats-Unis) en 1912 et a commencé son exploitation en 1917.

La première réflexion concernant la liquéfaction de gaz pour le transport provient de Godfrey CABOT, en 1915, pour des expéditions en barges fluviales.

En 1941, une première usine commerciale de liquéfaction de gaz naturel ouvrit à Cleveland dans l'Ohio. A cette époque, il n'était question ni de terminaux de GNL, ni de transport transocéanique. Elle servait au stockage temporaire du gaz, pour lisser la consommation sur le réseau (station d'écrêtement de pointe – i.e « peak shaving »). Après 4 années d'opération sans problème apparent, un nouveau réservoir de stockage s'effondra pratiquement instantanément à cause d'un acier inadapté aux températures cryogéniques (cf. chapitre 0).

Le transport maritime du gaz naturel liquéfié commença à titre expérimental en janvier 1959. Le premier navire de transport de GNL au monde fut le « Methane Pioneer », un navire de la seconde guerre mondiale reconverti, qui transporta du gaz naturel liquéfié de Lake Charles, en Louisiane, à Canvey Island au Royaume-Uni.

Ceci démontra que de grandes quantités de GNL pouvaient être transportées par voie maritime.

Le premier terminal d'exportation commercial, CHAMEL, fut ouvert en Algérie à Arzew en 1964. Il exporta du gaz vers la Grande-Bretagne, puis vers la France et les Etats-Unis. En 1969, l'exportation de gaz naturel commença de Kenai en Alaska vers le Japon.

Depuis, le commerce du gaz naturel liquéfié a connu une croissance ininterrompue, marquée par la diversification progressive des fournisseurs et des clients.

#### 3.3. DIFFERENTS TYPES DE STOCKAGE ET SYSTEMES ASSOCIES

Il existe plusieurs types de réservoirs qui sont couramment utilisés dans l'industrie mondiale. Les principaux sont présentés ci-après :

- les réservoirs aériens à simple intégrité,
- les réservoirs aériens à double intégrité,
- les réservoirs aériens à intégrité totale.
- les réservoirs aériens de type membrane,
- les réservoirs semi-enterrés et enterrés.

Ce paragraphe présente chacun des différents types de réservoirs aériens, semi-enterrés et enterrés.

La suite de cette étude réalisera une analyse uniquement sur les réservoirs aériens, les réservoirs enterrés et semi-enterrés n'entrant pas dans le périmètre d'étude de ce présent rapport.

# 3.3.1. RESERVOIR AERIEN A « SIMPLE INTEGRITE »

Les premiers réservoirs conçus pour le stockage de GNL étaient issus des pratiques des industries pétrolières, adaptées aux conditions cryogéniques particulières.

Un réservoir « simple intégrité » (ou à confinement simple) est composé de (Cf.

Figure 2 et Figure 3):

- une cuve interne autoportante qui contient directement le GNL, réalisée en matériau ductile à basse température (aluminium, acier inoxydable ou acier à 9% de nickel),
- une isolation permettant de contrôler l'évaporation du contenu liquide de la cuve interne réalisée en :
  - o matériau pulvérulent pour les parois latérales (nom commercial "perlite", fabriquée sur place par expansion de sable de silice),
  - o perlite ou laine de verre pour l'isolation haute.
  - bloc de verre cellulaire (foamglas<sup>®</sup>),
- une cuve externe remplissant trois fonctions :
  - o empêcher la pénétration d'eau provenant de l'extérieur vers la cuve interne.
  - o contenir l'isolation,
  - o être étanche au gaz d'évaporation produit par le liquide stocké.

A noter que l'enveloppe externe n'est pas conçue pour contenir le GNL de la cuve primaire (pas de matériau ductile à basse température). En fonction des options prises pour le confinement des vapeurs et l'isolation thermique, il existe plusieurs types de réservoirs à simple intégrité.

Pour permettre de recueillir la totalité du contenu de l'enveloppe primaire en cas de perte de confinement de celle-ci, une **cuvette de rétention** est construite autour du réservoir dans un matériau adapté aux conditions cryogéniques (talus de terre ou excavation de terre lorsque le relief le permet, mur en béton).

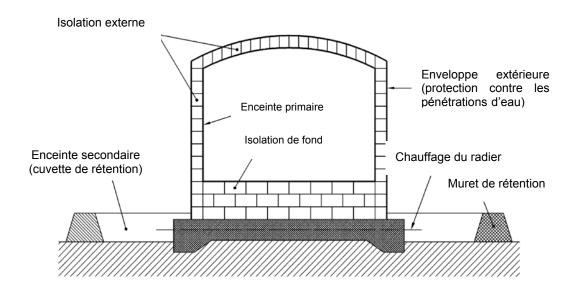
L'historique du GNL ne révèle aucun accident sur un réservoir de ce type (respectant tous les critères de construction). La raison de cette bonne exploitation est due :

- à la bonne adéquation des matériaux face aux conditions cryogéniques,
- à la qualité des GNL exploités exempte de toute impureté évitant les risques de corrosion interne des équipements.

Le schéma suivant présente deux types de réservoirs aériens à simple intégrité :

- le premier réservoir repose sur une dalle en béton chauffée,
- le second réservoir est construit sur un radier surélevé reposant sur des piliers.

Le système d'assise doit permettre d'éviter la déformation du fond du réservoir (par soulèvement par le gel et poussée hydrostatique).



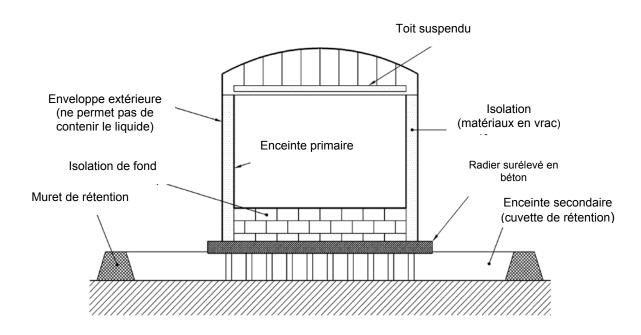


Figure 2 : Exemples de réservoirs à simple intégrité (source : EN 1473)



Figure 3 : Exemple de réservoirs à simple intégrité – Cove Point aux USA (source : energy canadienne<sup>4</sup>)

Les avantages de cette première technologie de réservoir sont :

- leur simplicité de conception,
- leur coût de construction relativement bas en comparaison des autres types de réservoirs.

#### Les inconvénients sont :

- en cas de fissuration de la cuve primaire, la seconde enveloppe n'est pas conçue pour résister aux conditions cryogéniques. En cas d'épandage, le GNL sera contenu dans le bassin de rétention et les gaz d'évaporation seront relâchés à l'air libre,
- l'importante emprise au sol des rétentions autour des réservoirs qui doivent être dimensionnées pour recueillir la totalité du contenu du réservoir,
- leur protection limitée en cas d'agressions externes (incendie, explosion, chute d'objet) survenant dans le terminal à proximité du réservoir,
- leur faible pression d'exploitation principalement due au toit métallique (qui induit des contraintes lors du déchargement des navires méthaniers).

<sup>&</sup>lt;sup>4</sup> <u>www.energy.ca.gov</u>

Un inconvénient majeur de ce type de technologie se trouve être l'emprise au sol (dimension de la rétention). En effet, en cas d'épandage de GNL dans la rétention, les effets associés seront :

- en cas d'incendie, des zones d'effets thermiques importantes autour de la rétention et autour du site,
- en cas d'épandage sans inflammation, l'évaporation d'une grande quantité de gaz naturel due à l'étendue de la nappe.

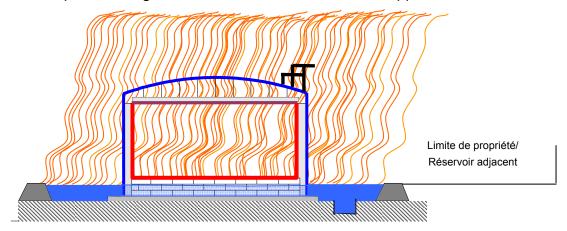


Figure 4 : Effets d'un incendie en cas d'épandage de GNL à partir d'un réservoir simple intégrité (source : SAIPEM -SA)

Sauf cas exceptionnel, le GNL n'est plus stocké dans des réservoirs à simple intégrité en Europe. Les Etats-Unis, moins restreints sur la superficie des sites, continuent à construire ce type de réservoir.

Le dernier réservoir simple intégrité a été construit en Europe en 1982, au Japon en 1999 et aux USA en 2009.

#### 3.3.2. RESERVOIR AERIEN A « DOUBLE INTEGRITE »

Comme détaillé précédemment, le réservoir à simple intégrité, associé à sa cuvette de rétention, conduit à des surfaces de stockage de grandes dimensions sur les terminaux méthaniers, avec des zones d'effets thermiques importantes.

L'objectif de cette seconde technologie de réservoir était de diminuer les surfaces au sol de ces zones de stockage (directement par les cuvettes de rétention et indirectement par les distances d'effets consécutives à un accident majeur) tout en améliorant les conditions de sécurité (limiter les risques d'épandage de GNL suite à des agressions externes, diminuer les zones d'effets thermiques autour des réservoirs)...

Ainsi, un second type de réservoir a été développé à la fin des années 1970 : le réservoir à double intégrité.

Pour assurer cette fonction de rétention du liquide, la principale modification apportée a été de rapprocher les cuvettes de rétention au plus près des réservoirs (réduisant la superficie) tout en garantissant la collecte de l'ensemble du contenu de l'enceinte primaire.

Les réservoirs à **double intégrité** (ou **confinement double**) sont composés de (Cf. Figure 5 et Figure 6) :

- une enceinte primaire auto-porteuse en acier spécial (cryogénique

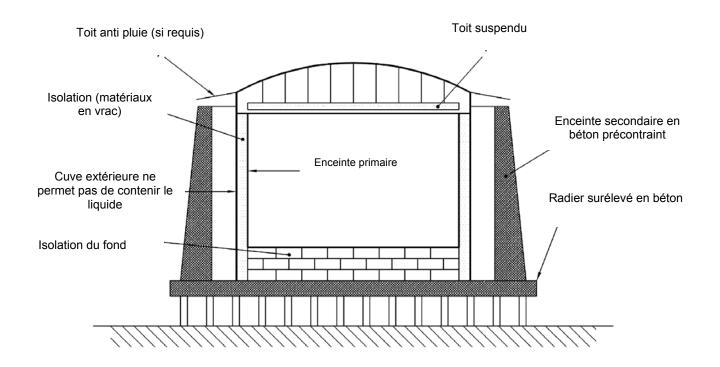
   9% Nickel) capable de contenir le liquide réfrigéré en conditions
  normales de fonctionnement (cf. réservoir à simple intégrité décrit dans
  le paragraphe ci-dessus) et comprenant une cuve interne, une isolation
  et une enveloppe externe,
- une enceinte secondaire (structure supplémentaire) autour de ce réservoir constituée d'un talus ou d'une cuve en matériaux résistants aux conditions cryogéniques (béton, acier cryogénique), conçue pour retenir tout le liquide contenu dans la cuve primaire, en cas de fuites, et placée à proche distance de la cuve primaire.

La cuve secondaire est du type à toit ouvert et ne peut donc nullement retenir les vapeurs émises par le produit. L'espace compris entre les cuves primaire et secondaire peut être couvert par « un écran anti-pluie » assurant la protection contre les intempéries (pluie, neige), l'infiltration d'impuretés, etc.

A noter que les réservoirs à double intégrité ne possèdent pas de cuvette de rétention supplémentaire autour de la cuve extérieure car cette fonction est assurée par l'enceinte secondaire. Ainsi, la zone d'effets thermiques se trouve considérablement réduite.

Le schéma suivant présente deux types de réservoirs aériens à double intégrité :

- le premier réservoir et sa double enceinte sont posés sur un radier surélevé et sur des pieux,
- le second réservoir est construit sur une dalle béton chauffée à même le sol.



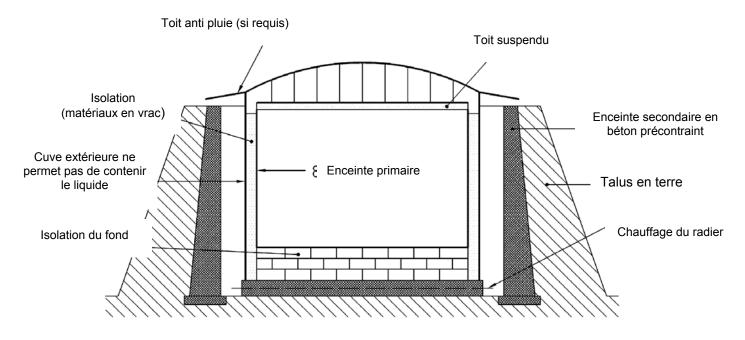


Figure 5 : Exemples de réservoirs à double intégrité (source : EN 1473)



Figure 6 : Exemple de réservoirs à double intégrité – Marmara Eriglisi en Turquie (source : SAIPEM-SA)

Les avantages de ces réservoirs sont:

- la nouvelle structure extérieure est capable de contenir le liquide cryogénique provenant d'une fuite de la cuve interne,
- la réduction de l'emprise au sol des zones de rétention autour des réservoirs. Ainsi, la superficie de l'épandage est fortement réduite limitant les effets d'un incendie (rayonnements thermiques plus faibles),
- la structure extérieure protège, de par sa constitution en matériau résistant au feu (talus de terre ou cuve en béton précontraint)<sup>5</sup> le contenu de la cuve interne et évite ainsi des effets dominos en cas d'incendie voisin.

#### Les inconvénients sont :

- le coût du réservoir lui-même nettement plus élevé par rapport à la technique précédente (réservoir à simple intégrité),
- la zone de rétention du liquide autour du réservoir est conçue à ciel ouvert, ne permettant pas de contenir les vapeurs de GNL,
- l'accessibilité à l'intérieur de la structure interne plus complexe pour les opérations de maintenance, de nettoyage, d'inspection...,
- le même niveau de pression interne que pour les réservoirs à simple intégrité.

Comme représenté page suivante, en cas d'épandage, le GNL sera contenu dans l'enceinte secondaire du réservoir. Ainsi les zones d'effets thermiques seront diminuées autour du réservoir et des limites de propriété.

Réf DRA-11-117405-03833C

<sup>&</sup>lt;sup>5</sup> A noter que la structure extérieure peut être en acier cryogénique elle-même conçue pour résister à une agression extérieure.

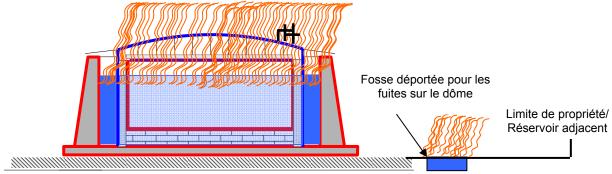


Figure 7 : Effets d'un incendie en cas d'épandage de GNL à partir d'un réservoir double intégrité (source : SAIPEM-SA)

Ces réservoirs ont amené une nette amélioration, par rapport au réservoir à simple intégrité, par l'ajout d'une seconde enveloppe en matériau inerte (protection passive) au plus près du réservoir. Toutefois les réservoirs à intégrité totale, objet du chapitre suivant, confère un niveau de sécurité supérieur grâce à leur cuve externe en béton.

Le dernier réservoir à double intégrité construit en Europe date de 1994, en Turquie sur le site de Marmara Ereglisi (cf. Figure 6).

#### Notes:

1/ La pénétration des canalisations de transfert de GNL en pied de réservoir, en traversant les deux barrières d'intégrité, est déconseillée par les codes, afin d'éviter les risques de vidange non contrôlée. Dans la plupart des cas, les réservoirs double intégrité sont équipés de canalisations de transfert (emplissage ou vidange) passant par le toit du réservoir intérieur. Même si cette configuration était possible pour les réservoirs à simple intégrité (paragraphe précédent), les lignes de transfert étaient le plus souvent installées en pied de réservoir, comme le montre la Figure 3.

2/ Il existe des réservoirs à double intégrité avec une double paroi en béton. Ces réservoirs entrent alors dans la catégorie des réservoirs cryogéniques en béton.

Les principales caractéristiques sont :

- cuve interne et radier construits en béton renforcé sans revêtement interne,
- isolation de fond de réservoir constituée de bloc étanche,
- seconde enceinte en béton armé avec un revêtement anti-humidité.

Cette technologie de réservoir n'est pas détaillée du fait de la faible quantité en exploitation dans le monde.

# 3.3.3. RESERVOIR AERIEN A « INTEGRITE TOTALE »

La troisième évolution a consisté à intégrer au réservoir lui-même une cuve externe, résistant aux conditions cryogéniques, permettant de protéger le contenu de la cuve interne contre une agression extérieure, de contenir le volume de GNL stocké, de fournir une étanchéité pour les liquides et de confiner les vapeurs de GNL. Ce sont les réservoirs à intégrité totale.

La principale évolution du **réservoir à intégrité totale** réside dans l'intégration d'une enceinte en béton armé précontraint, directement liée et construite sur la base du réservoir couronnée d'un dôme d'acier et de béton armé.

Ces réservoirs sont composés de (Cf. Figure 8 et Figure 9) :

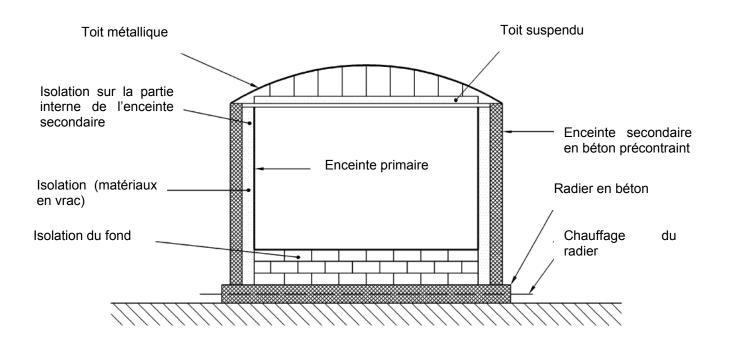
- une enceinte primaire auto-porteuse en acier spécial (cryogénique – 9% Nickel) capable de contenir le liquide réfrigéré en conditions normales de fonctionnement,
- une **isolation** identique aux technologies précédentes,
- une enceinte secondaire auto-porteuse en béton armé précontraint pourvue d'un dôme hémisphérique capable d'assurer les fonctions suivantes :
  - En service normal :
    - contenir les vapeurs émises du réservoir et maintenir l'isolation de la cuve primaire,
    - éviter la perte de capacité de confinement à la suite d'un scénario accidentel résultant d'une agression extérieure (impact, feu...).
  - o En fonctionnement dégradé (cas de fuite de l'enceinte primaire) :
    - Contenir la totalité du liquide réfrigéré,
    - Contrôler l'évacuation de la vapeur provenant de cette fuite et ce sans que la capacité structurelle contenant la vapeur ne soit affectée.

La mise à l'air libre des vapeurs est autorisée mais elle doit être contrôlée (système de décharge).

Le premier réservoir à intégrité totale fut construit en 1977 sur l'usine de liquéfaction d'Abu-Dhabi. Depuis les années 1980, la quasi-totalité des réservoirs construits sur des terminaux en Europe et au Japon sont de cette technologie. Cette sécurité intégrée a permis aux constructeurs de concevoir des réservoirs de grande capacité : 160 000 m³ sur ARZEW (usine de liquéfaction en Algérie) ou CANAPORT (terminal de gazéification au Canada) et jusqu'à 180 000 m³ au Japon et en Angleterre.

Le schéma suivant présente deux types de réservoirs aériens à intégrité totale :

- le premier réservoir repose sur une dalle en béton chauffée,
- le second réservoir est construit sur un radier surélevé reposant sur des piliers.



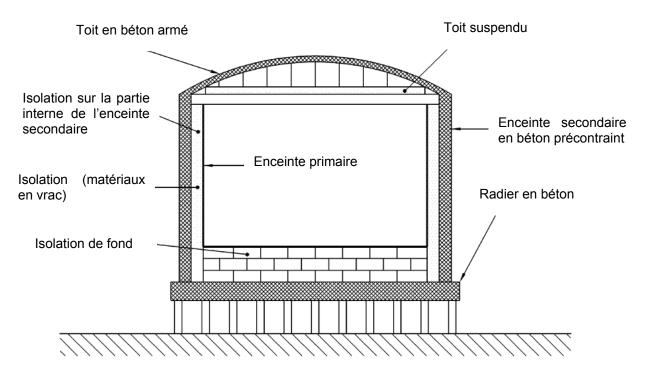


Figure 8 : Exemples de réservoirs à intégrité totale (source : EN 1473)

A noter que l'EN 14620 admet la possibilité de conception d'un réservoir à intégrité totale avec la paroi externe sans béton mais en acier cryogénique.



Figure 9 : Réservoir à intégrité totale sur le terminal de Canaport au Canada (source : SAIPEM-SA)

Les avantages de ce type de réservoir sont :

- l'utilisation d'une enceinte secondaire entièrement en béton précontraint permet d'augmenter la sécurité en isolant le réservoir des agressions extérieures accidentelles (chute d'objet, effet de souffle, feu adjacent...),
- la présence d'un toit en béton armé permet d'augmenter la plage de fonctionnement (pression relative de conception 290 mbarg contre 190 mbarg pour un toit métallique). Ceci permet de supprimer l'inconvénient des deux précédentes technologies de réservoirs.

Le confinement secondaire intégré dans la conception du réservoir permet de réduire les effets d'un épandage accidentel de GNL. En effet, la norme EN 1473 reconnait qu'il n'y a pas de scénario de fuite de GNL possible avec cette technologie de réservoir.

De ce fait, les effets thermiques associés à un incendie sur ce type de réservoir sont issus d'un épandage de GNL à partir de la plateforme de procédés (connexions sur les lignes de transfert). Ce feu restera de courte durée compte tenu de son évacuation vers un bassin déporté de confinement.

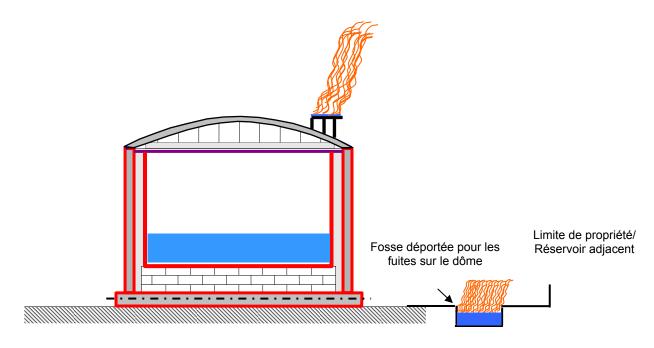


Figure 10 : Effets d'un feu de scénario crédible de GNL pour un réservoir à intégrité totale (source : SAIPEM-SA)

Ces réservoirs à intégrité totale représentent aujourd'hui la meilleure technique disponible en termes de conception et de fonctionnement. Les principaux atouts de cette technologie, vis-à-vis des précédentes, sont l'amélioration de la protection du contenu du réservoir contre les agressions extérieures (incendie, impact...) et la réduction des effets thermiques dans le cas d'un accident majeur.

Depuis les années 1980, la plupart des projets de terminaux méthaniers dans le monde utilise ce type de technologie pour la construction des stockages.

# 3.3.4. RESERVOIR AERIEN A « MEMBRANE »

A la différence du réservoir à intégrité totale, le **réservoir à membrane** (Cf. Figure 11 et Figure 12) est basé sur la séparation des fonctions structurelle et d'étanchéité. Cette variante est issue des techniques de conception navale.

Les réservoirs se composent principalement de :

- une enveloppe externe intégrale en béton avec à son sommet (sous le dôme en béton<sup>6</sup>) un toit avec revêtement en acier (même conception qu'un réservoir à intégrité totale),
- une barrière contre l'humidité qui se traduit par un revêtement époxy pour empêcher la pénétration de l'eau du béton vers l'isolation (sous azote),
- une **isolation constituée de panneaux sandwich** : les couches supérieure et inférieure sont en contreplaqué, l'âme est constituée en panneaux rigides de mousse de polyuréthane ou PVC,

-

<sup>&</sup>lt;sup>6</sup> Le dôme peut ne pas être en béton ; il est alors métallique (cf. NF EN 1473).

 une membrane ondulée en inox est fixée sur les panneaux d'isolation et au fond du réservoir. La membrane est soudée pour former un revêtement interne étanche au liquide et au gaz (confinement interne).

Toutes les charges hydrostatiques ainsi que les efforts de compression exercés sur la membrane doivent être transmis, via l'isolation support, à la cuve béton.

Les vapeurs doivent être confinées par le dôme du réservoir, lequel peut former une structure composite identique ou constituer une toiture « conventionnelle » avec un toit bombé étanche aux gaz et une isolation sur un toit suspendu.

En service normal, la fonction d'étanchéité au liquide et vapeur est réalisée comme suit :

- étanchéité liquide par la membrane inox,
- étanchéité vapeur par la membrane inox et le toit hémisphérique en acier.

En cas de fuite de membrane, l'enceinte béton :

- contiendra la totalité du liquide réfrigéré,
- contrôlera l'évacuation de la vapeur provenant de cette fuite et ce sans que la capacité structurelle de contenant de la vapeur ne soit affectée.

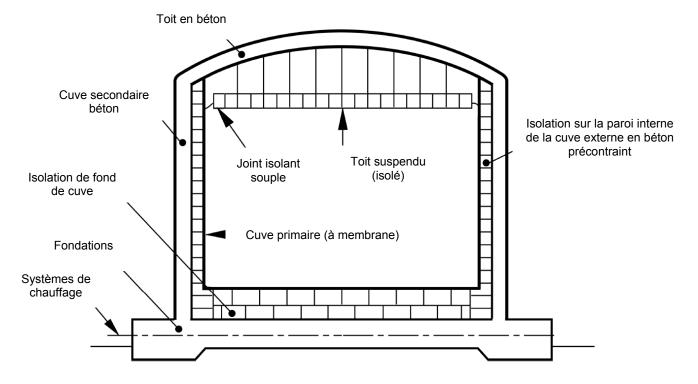


Figure 11 : Exemple de réservoir à membrane (source : EN 14620)





Figure 12 : Exemple de réservoir à membrane – Pyeong Taek en Corée (source : Tokyo Gas)

Les avantages de ce type de réservoir sont :

- la qualité de protection du contenu du réservoir est identique à celle du réservoir à intégrité totale,
- le concept de membrane est conçu pour l'application du stockage en navire et donc pour des contraintes (en fatigue) très sévères,
- les panneaux de membrane sont soudés loin des nœuds, où les contraintes maximales ont lieu, ce qui limite le risque de propagation de fissure,
- le concept dispose d'une surveillance continue de l'espace d'isolation et donc de l'étanchéité de la membrane pendant toute la durée de vie du stockage.

Cette technique est apparue comme la plus compétitive en termes de coût et de délai de construction pour des réservoirs de GNL de grande capacité. Néanmoins, pour les réservoirs aériens peu de projets ont utilisé cette technologie en Europe et aucun en Amérique du Nord.

Les seules réalisations à ce jour sont : les réservoirs de Gaz de France à Montoir de Bretagne avec deux réservoirs de 120 000 m<sup>3</sup> (mis en service en 1980) et ceux de Pyeong-Taek, en Corée, avec 10 réservoirs identiques de 100 000 m<sup>3</sup> (mis en service entre 1985 et 1998).

#### 3.3.5. SYNTHESE DES TECHNOLOGIES DE RESERVOIRS AERIENS

La figure ci-dessous présente une synthèse des quatre technologies de réservoirs aériens décrites dans les paragraphes précédents et objets de cette présente étude.

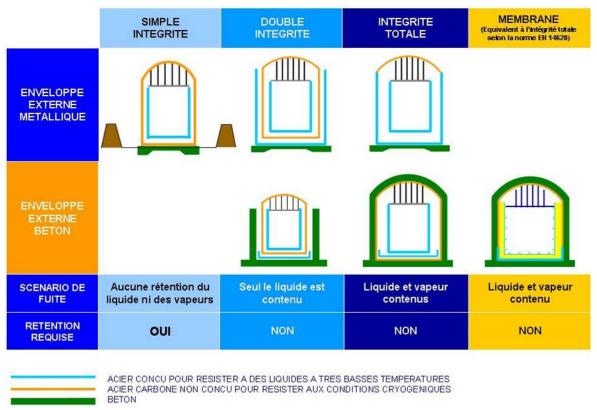


Figure 13 : Synthèse des technologies de réservoirs aériens (Source : SAIPEM-SA)

#### 3.3.6. RESERVOIRS SEMI-ENTERRES ET ENTERRES A MEMBRANE

Cette conception a été développée, pour les réservoirs enterrés, au Japon par Tokyo Gas Engineering (TGE) au début des années 1970 puis reprise par la suite par d'autres industries gazières japonaises.

Elle combine deux techniques : la membrane (basée sur un développement de la technologie TECHNIGAZ) qui a déjà été décrite dans le paragraphe précédent et la technique d'une cuve en béton semi-enterrée.

Les trois principales raisons associées à cette dominance de technologie de réservoir sont liées à l'environnement industriel présent sur le pays :

- l'exiguïté des surfaces disponibles,
- la proximité des villes par rapport aux sites industriels,
- le risque de tremblement de terre.

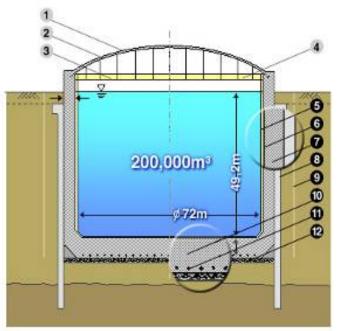
Compte tenu des deux premières situations, la contrainte de construire des réservoirs à l'intérieur de cuvette de rétention de grandes dimensions est apparue très pénalisante.

D'autre part, l'implantation géographique des terminaux méthaniers est une seconde contrainte, ce qui amène à la troisième raison. En effet, tous les réservoirs au Japon sont construits le long de la baie de Tokyo, qui est l'un des endroits les plus sévères pour les tremblements de terre au Japon. Avec cette technologie de réservoir, quelle que soit l'amplitude du tremblement de terre, il n'y aura pas de déversement de liquide sur le sol dès lors que le niveau de liquide est en dessous du niveau du sol.

Le système de confinement est très similaire à celui décrit précédemment :

- une membrane en acier inoxydable en tôles ondulées soudées entre elles. La principale différence est l'épaisseur de la membrane légèrement supérieure par rapport à celle de la technologie TECHNIGAZ<sup>7</sup>.
- des panneaux d'isolation du type mousse de polyuréthane,
- un toit suspendu à la coupole en acier carbone,
- une structure en béton (comme déjà mentionné).

Il convient de noter que ces réservoirs sont construits dans des zones avec des mauvaises conditions de sol et/ou avec la présence d'eau souterraine. Cette eau va induire une forte pression hydrostatique sur la structure. De ce fait, pour construire le réservoir, il est nécessaire d'assécher la zone où est situé le réservoir (ex : paroi moulée de la Figure 14). D'autre part, la dalle de fond possède une épaisseur suffisante pour compenser la poussée hydrostatique.



- 1 Couverture du réservoir en béton armé
- 2 Toit métallique
- 3 Toit suspendu
- 4 Isolation en laine de verre
- 5 Isolation avec une mousse polyuréthane
- 6 Membrane en inox 18Cr-8Ni
- 7 Mur de côté en béton armé
- 8 Paroi moulée de séparation en béton armé
- 9 Système de chauffage
- 10 Dalle de fond en béton armé
- 11 Système de chauffage
- 12 Couche de gravier

Figure 14 : Exemple de réservoir à membrane semi-enterré (source : Tokyo gas)

Les avantages de ce type de réservoir sont :

- il permet de réduire les distances de sécurité entre les réservoirs,
- cette technologie ne nécessite pas de zone de rétention et le scénario incendie à considérer se limite au toit du réservoir.

-

<sup>&</sup>lt;sup>7</sup> Technologie de membrane Réf DRA-11-117405-03833C

Les principaux points faibles de cette technologie résideraient :

- dans son toit métallique dépourvu de dôme en béton. Ce point faible a été modifié pour certains projets plus récents comme par exemple les réservoirs de GNL du terminal de réception de Kaohsiung à Taïwan. Ces réservoirs ont une structure mixte.
- dans le fait que la structure en béton n'est pas visuellement contrôlable après la construction. Des instruments de contrôles doivent être placés pendant la construction (par exemple détecteurs ultrasoniques).





Figure 15 : Exemple de réservoirs à membrane semi-enterrés (source : Tokyo Gas)

# 3.3.7. AUTRES TECHNOLOGIES: RESERVOIRS EN FOSSE (« IN PIT TANK »)

Les réservoirs semi-enterrés ou enterrés sont semblables aux technologies aériennes, sauf qu'ils sont situés dans une fosse.

Ces réservoirs peuvent être considérés comme des réservoirs à double intégrité (voire triple) où le mur du second confinement est remplacé par le sol. La fosse contenant le réservoir peut être soit en béton (cas de Zeebrugge en Belgique - Figure 16 et Figure 17) soit directement en terre avec une peau protectrice (cas de Revithousa en Grèce - Figure 18 et Figure 19).

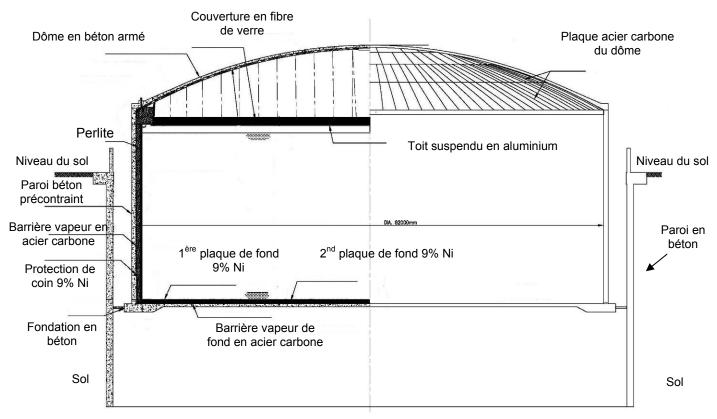


Figure 16 : Schéma du réservoir de Zeebrugge – Belgique (source : SAIPEM-SA)



Figure 17 : Réservoir semi-enterré à Zeebrugge – Belgique (source : SAIPEM-SA)

Le schéma ci-dessous présente une variante de la même technologie. En remplacement de la paroi béton, c'est le sol et la peau protectrice qui jouent le rôle d'enceinte secondaire.

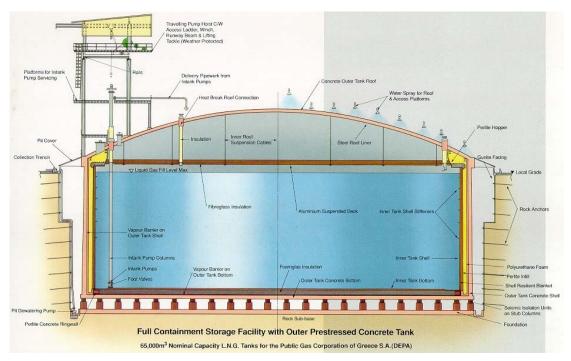


Figure 18 : Schéma d'un réservoir « in-pit » avec des parois en terre – Revithousa en Grèce (source : SAIPEM-SA)



Figure 19 : Réservoirs du terminal de Revithousa en Grèce (source : SAIPEM-SA)

Les avantages de ce type de réservoir sont :

- similaires à ceux des réservoirs à intégrité totale,
- un impact visuel moindre.

Le principal point faible réside dans la difficulté à contrôler l'espace annulaire pour les infiltrations d'eau.

#### 3.3.8. POMPES DE GNL EQUIPANT LES RESERVOIRS

Les réservoirs de dernière génération (à partir de double intégrité) sont équipés de pompes immergées, les « in-tank pumps ».

En effet, l'installation de pénétrations au travers de la paroi et/ou en dessous du niveau de liquide est fortement déconseillée par les codes, ceci afin de limiter les risques de fuites associés au piquage sur les parois latérales. Les pénétrations s'effectuent préférentiellement par le toit et les pompes sont alors immergées au fond du bac.

Les « in-tank pumps » fonctionnent à basse pression (environ 20 barg) et sont composées d'une pompe et d'un moteur immergés dans le GNL. Les pompes sont placées dans une colonne (puit de pompe) qui remonte jusqu'au dôme du réservoir.

L'alimentation électrique des moteurs fonctionne à basse tension via des câbles résistants aux températures cryogéniques.

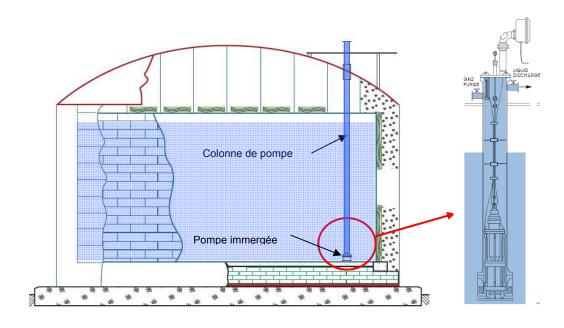


Figure 20 : Pompes immergées basse pression dans les réservoirs de stockage

Dans les terminaux d'exportation (usines de liquéfaction), les pompes immergées vont servir à décharger rapidement le bac vers un méthanier à des débits importants, de l'ordre de 2 000 m<sup>3</sup>/h.

Dans les terminaux d'importation (terminaux de gazéification), les pompes immergées du réservoir ont pour fonction de décharger en quasi-continu le bac vers les installations de regazéification. Le fonctionnement des pompes se fait à débit beaucoup moins important, de l'ordre de 200 à 500 m<sup>3</sup>/h.

Nota: Dans les terminaux d'importation (terminaux de gazéification), le déchargement du GNL vers les réservoirs de stockage est réalisé par l'intermédiaire des pompes du navire, de l'ordre de 500 à 800 m³/h.

#### 3.3.9. Systemes de recompression de gaz et reseau torches/events

Comme décrit dans les paragraphes précédents, le GNL est stocké dans les réservoirs sous sa forme liquéfiée, à -162°C.

Dans le réservoir, une petite quantité de GNL s'évapore en continu (« Boil Off Gas »). Cette évaporation est principalement provoquée par un apport de chaleur externe et/ou des fluctuations de niveaux de liquide. Ainsi, cette évaporation peut conduire à une augmentation de la pression à l'intérieur de la cuve.

Le schéma ci-après présente les différents niveaux de protection d'un réservoir vis-à-vis du risque de surpression avec :

# \* Récupération du « Boil-Off Gas » - Marche normale (représentée sur le schéma par les flèches bleues)

Afin de garder la pression interne limitée aux valeurs de conception, des systèmes de reprise sont installés afin de collecter les évaporations dues aux transferts thermiques et au flash existant lors du remplissage des réservoirs ou du chargement des méthaniers.

Ce circuit est présenté par les flèches bleues dans la Figure 21. Le gaz d'évaporation est transféré vers un compresseur dédié qui récupère le gaz à basse température et à une pression proche de la pression atmosphérique, et recomprime ce gaz aux conditions requises.

Ce système est accompli en restant en dessous d'une valeur seuil de pression opératoire, 260 mbarg pour notre exemple (cf. Figure 21).

Dans le cas d'une indisponibilité d'un équipement du système BOG, la pression peut augmenter et dépasser cette première valeur de 260 mbarg et conduire à une évacuation d'urgence vers la torche (système orange).

# Evacuation d'urgence (représentée sur le schéma par les flèches oranges)

Dans le cas d'un problème sur le système de « Boil-Off Gas », le gaz d'évaporation excédant sera évacué au travers d'une vanne de régulation de pression (PCV) vers la torche pour être brulé.

Dans certains projets, il est possible de connecter le réseau de collecte à la sortie des soupapes (PRV) directement à la torche. Ceci peut être réalisé comme second niveau de protection en cas de dépassement d'un nouveau seuil de pression, 265 mbarg pour notre exemple.

## Secours ultime (représenté sur le schéma par les flèches rouges)

En ultime secours, en cas de franchissement non contrôlé de la pression au dernier seuil de protection (290 mbarg), le rejet de gaz d'évaporation se fait directement à l'atmosphère.

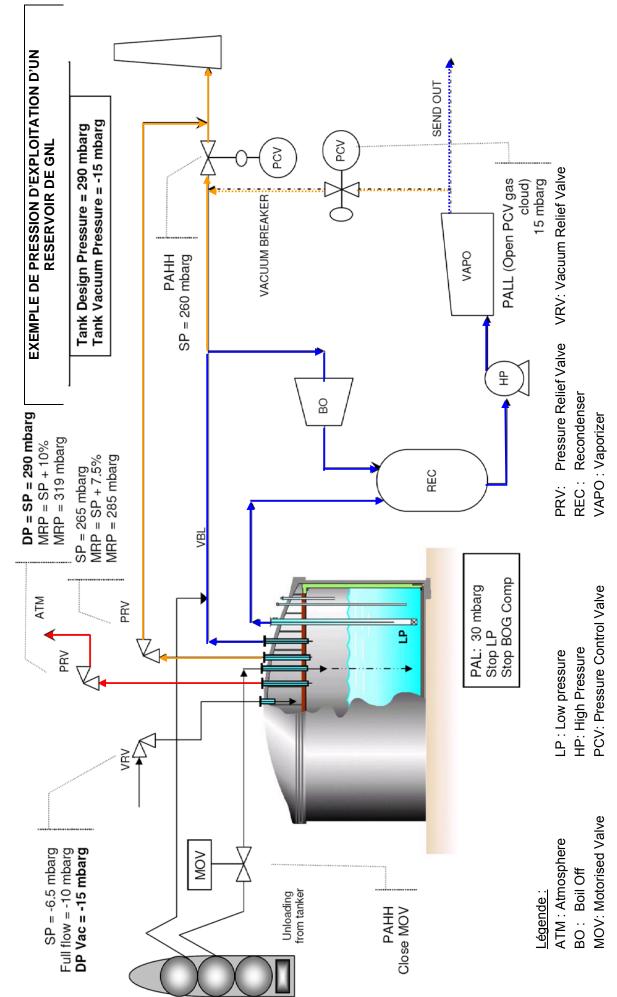


Figure 21 : Exemple de système de recompression BOG et de torches/évents (source : SAIPEM-SA)

#### 3.4. DISTRIBUTION DES RESERVOIRS DANS LE MONDE

La distribution dans le monde des différents types de réservoirs en fonction de la nature du terminal est présentée dans la figure ci-dessous :

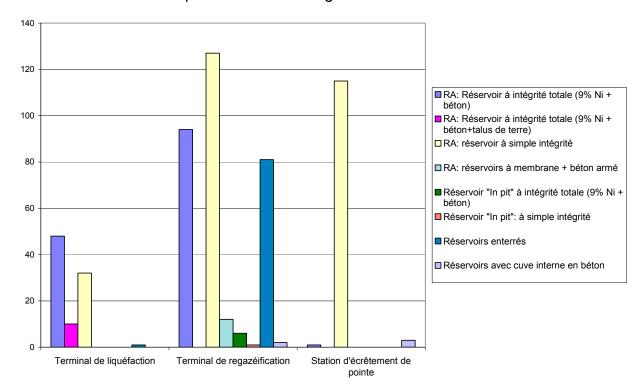


Figure 22 : Distribution mondiale des technologies par type de terminal (source : SAIPEM-SA)

La répartition dans le monde des différents types de réservoirs est présentée dans la figure ci-dessous :

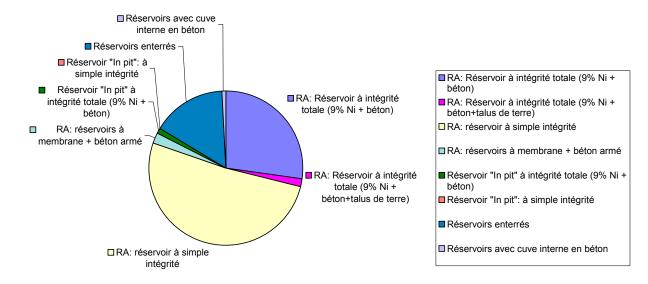


Figure 23 : Répartition mondiale des technologies de réservoirs (source : SAIPEM-SA)

La France compte sur son territoire 3 terminaux de gazéification (2 à Fos sur mer, et 1 à Montoir de Bretagne) pour un total de 8 réservoirs de stockage de GNL.

La répartition des types de bacs est présentée dans la figure ci-dessous :

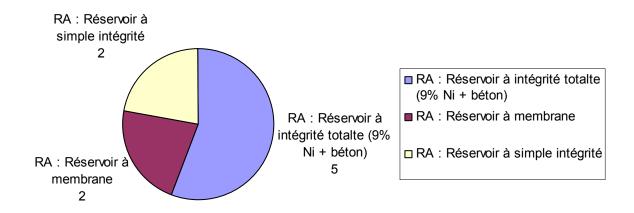


Figure 24 : Répartition des technologies de réservoirs en France (source : SAIPEM-SA)

#### 3.5. INSTALLATIONS D'INTERFACES NAVIRE/TERRE

#### 3.5.1. LES BRAS DE CHARGEMENT ET DE DECHARGEMENT

Les bras de chargement et de déchargement se trouvent sur des appontements et disposent d'une fonction différente selon le type d'industrie :

- dans le cas d'une usine de liquéfaction, ces équipements vont être utilisés pour charger en GNL les méthaniers à partir des réservoirs de stockage sur le site, pour son transport vers un terminal de regazéification,
- dans le cas d'une usine de regazéification, ces équipements vont être utilisés pour décharger le GNL des méthaniers pour remplir les réservoirs de stockage sur site puis fournir du gaz sur les réseaux.

Le transfert entre les bras et les réservoirs de stockage sur site se fera par l'intermédiaire de lignes adaptées aux conditions cryogéniques (cf. la description au paragraphe suivant).

A partir d'un point fixe, l'appontement, les installations de chargement et de déchargement connectées au navire doivent permettre de :

- s'adapter aux différentes dimensions des méthaniers,
- transférer le GNL du navire vers les installations terrestres.
- suivre les mouvements de marées et de houle,
- suivre les mouvements du navire parallèlement ou perpendiculairement au quai.

Pour cela, les bras de chargement et de déchargement sont normalement composés de (cf. Figure 25) :

- un ensemble articulé triple (TSA),
- un bras externe,
- un bras interne,
- une rotation médiane située entre le bras interne et le bras externe,
- une embase,
- un ensemble à double rotation situé entre le bras interne et l'embase.

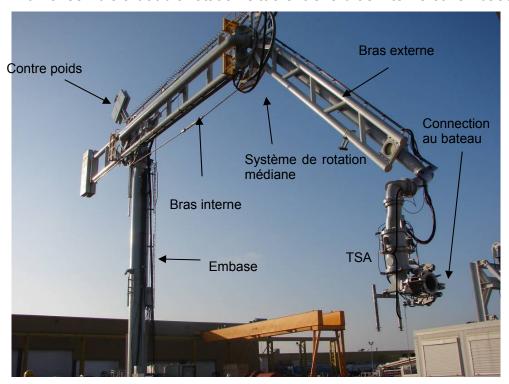


Figure 25 : Bras de déchargement - Canaport au Canada (source : SAIPEM-SA)



Figure 26 : Bras de déchargement – Guangdong en Chine (source : SAIPEM-SA)

L'amarrage du navire est réalisé par des **coupleurs rapides (QC/DC)**. Ce type de coupleur permet de :

- mieux répartir les charges sur la bride du navire,
- accélérer les connexions / déconnexions,
- limiter les dangers pour les travailleurs (fuites, projections...)

Le QC/DC est conçu pour empêcher une déconnexion imprévue due à une erreur humaine, à la pression ou aux vibrations. Pour cela, un dispositif de verrouillage mécanique ou hydraulique empêchant toute déconnexion accidentelle est prévu et son activation est clairement identifiée.

Les opérations de connexion et de déconnexion d'un QCDC hydraulique doivent être possibles à la fois à partir de la console de contrôle du bras de transfert au niveau de la plate-forme de la jetée et à partir du poste de contrôle local qui est en général un dispositif de contrôle à distance.

<u>Exemple de procédure de déchargement de GNL pour un terminal méthanier :</u> Sur l'ensemble des terminaux méthaniers, une fois l'amarrage du navire effectué, les opérations de transfert se déroulent dans l'ordre suivant :

- branchement des bras gaz et GNL, et purge des bras à l'azote,
- essai des sécurités terre-navire,
- déchargement avec :
  - o mise en froid des bras de déchargement de GNL à faible débit,
  - o augmentation progressive du débit jusqu'à sa valeur nominale,
  - o déchargement au débit nominal, toutes les pompes de toutes les cuves du navire sont en service en parallèle,
  - o diminution progressive du débit de GNL en fin d'opération,
  - o analyse du GNL et du gaz transférés,
  - ballastage du navire au fur et à mesure du déchargement de la cargaison.

Compte tenu des inventaires de produits et des débits pouvant être importants (plusieurs milliers de m³/h), ces équipements sont équipés de plusieurs dispositifs de sécurité. Les principaux équipements de sécurité sont détaillés dans le tableau page suivante.

Dispositifs de sécurité	Explications
Séparation structurelle : Les fonctions de transfert de liquide (instruments, vannes, dispositifs de communication, canalisations) sont séparées des fonctions mécaniques du bras	Cette sécurité à la conception permet de garantir l'intégrité du bras en cas d'incident sur les canalisations de transfert et inversement.
Protection contre les courants parasites	Une bride d'isolation ou un raccord intégral est inséré à proximité de l'extrémité extérieure du bras pour isoler électriquement le navire du bras de déchargement. Ce dispositif élimine le risque d'étincelle associé à la différence de potentiel entre ces deux équipements.
Alarme à seuil mécanique	Les seuils d'alarme mécanique permettent d'anticiper les positions critiques des bras. Ces seuils permettent dans un premier temps d'arrêter les opérations de transfert et mettre en sécurité l'installation et dans un second temps d'actionner le déconnecteur d'urgence (ERC).
Système de déconnexion d'urgence (ERS : Emergency Release System) Voir Figure 28	L'extrémité du bras est équipée d'une double vanne (vannes ERS) et d'un déconnecteur d'urgence (ERC). Ce déconnecteur d'urgence permet une séparation sûre et efficace du bras de déchargement et de la traverse du navire. La déconnexion d'urgence peut être automatiquement déclenchée à la suite d'une dérive excessive du navire. Elle peut également être déclenchée manuellement par l'opérateur par action sur un bouton d'urgence. En cas d'urgence, les vannes ERS vont se fermer et le dispositif ERC va se déconnecter. Ainsi, les bras ne sont pas arrachés et la quantité de GNL répandue est limitée à une faible quantité.

Tableau 1 : Principaux dispositifs de sécurité sur les bras de déchargement (source : EN 1474-1)

Il existe des vannes de sécurité actionnables automatiquement ou par commande locale sur arrêt d'urgence (vannes ESD).

Les règles générales d'implantation de ces vannes respectent les exigences des codes en la matière à savoir : les vannes sont présentes au niveau des collecteurs liquide et vapeur, au point de connexion du bras, avec, pour toutes les lignes liquides et les lignes vapeur de 200 mm ou plus, une commande à distance en plus de la commande manuelle. La commande sera située à au moins 15 m du collecteur.

Les deux figures suivantes présentent le système de couplage au navire et le système de déconnexion d'urgence qui tous les deux se situent sur le bras de transfert au niveau du TSA.

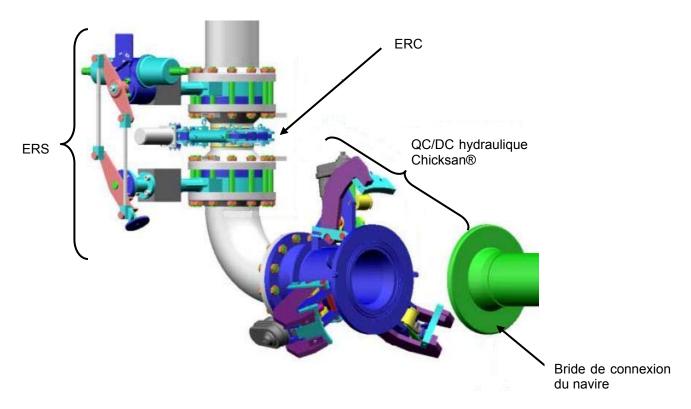


Figure 27 : Dispositifs QC/DC (source : FMC EnergySystems)

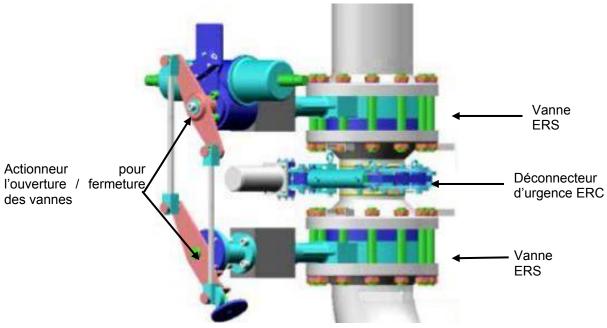


Figure 28 : Dispositifs de déconnexion d'urgence ERS (source : FMC EnergySystems<sup>8</sup>)

Réf DRA-11-117405-03833C

http://www.fmctechnologies.com/en/LoadingSystems/Technologies/ChiksanMarineLoadingSystems.aspx

#### 3.5.2. LES LIGNES DE TRANSFERT

Les lignes de déchargement ou de chargement relient le poste d'amarrage (bras de transfert), où sont accostés les méthaniers, aux réservoirs de stockage de GNL. A chaque extrémité des lignes de transfert sont installées des vannes d'isolement.

Dans le cas du GNL, ces tuyauteries et leurs supports doivent être conçus pour résister aux conditions de circulation de fluides cryogéniques. La règle de conception est qu'une tuyauterie transportant du produit, lorsqu'elle est soumise à de basses températures, doit pouvoir se dilater ou se contracter librement à l'intérieur de la structure. La structure elle-même ne doit pas être soumise à ces basses températures.

De plus, les supports de la tuyauterie doivent être correctement conçus de façon à ce que les contraintes exercées dans la tuyauterie ne dépassent pas les limites autorisées pour toutes les conditions et positions.



Figure 29 : Lignes de transfert entre le réservoir et l'appontement – site de Bilbao en Espagne (source : SAIPEM-SA)

Les codes de conception des réservoirs recommandent de faire passer toutes les lignes d'entrée et de sortie par le toit du réservoir afin de réduire au minimum les risques de fuites graves.

Dans le cas d'entrées et de sorties par le bas, les dispositions suivantes s'appliquent :

- installation d'une vanne d'arrêt interne commandée à distance, ou
- la ligne doit être conçue de manière à faire partie intégrante de la cuve primaire.

# 4. <u>RETOUR D'EXPERIENCE</u>

# 4.1. Sources de données

L'examen de l'accidentologie a été fait à partir :

- de la base de données ARIA du BARPI,
- des informations contenues dans les documents suivants :
  - CH-IV International Safety History of International LNG Operations » Décembre 2006,
  - BP Process safety series N°16 LNG Fire Protection and Emergency Response,
  - CEE Report (Center for Energy Economics) LNG Safety and Security,

# 4.2. ENSEIGNEMENTS TIRES DU RETOUR D'EXPERIENCE

24 accidents concernant les stockages de GNL et leurs lignes de transfert<sup>9</sup> ont été recensés. Ils sont décrits dans des tableaux reportés en annexe 3.

Parmi ces 24 accidents:

- 11 concernent les stockages eux-mêmes,
- 11 concernent les lignes de transfert,
- 2 concernent les torches.

Les principaux résultats de l'analyse des accidents recensés sont les suivants :

- Hormis l'accident de Cleveland (Ohio) en 1944, aucun accident impliquant une installation de GNL n'a causé de victime dans la population à l'extérieur des sites.
  - Les causes de cet accident particulièrement désastreux sont très particulières. En effet, en raison de la pénurie d'acier en temps de guerre, un réservoir de GNL avait été construit avec un acier ayant une teneur en nickel plus basse que ce qui est nécessaire pour éviter la fragilisation.
- Plusieurs accidents (5 sur 21) ont eu lieu durant des phases de construction ou de travaux avec des équipements vides de GNL. Ces accidents n'ont donc pas entrainé de fuite de GNL.

\_

<sup>&</sup>lt;sup>9</sup> Les accidents / incidents sur les installations de compression, liquéfaction et les tuyauteries de transport ne sont pas étudiés dans le cadre de ce rapport.

- Parmi les 11 accidents recensés directement liés aux stockages de GNL :
  - o 5 sont dus à un défaut de matériau ou d'équipements,
  - 4 sont directement liés à des opérations de maintenance ou de construction,
  - o 1 est du à un phénomène de roll over.
  - o 1 est du à des effets dominos (suite à l'explosion d'une chaudière dans un complexe pétrochimique).

7 de ces accidents ont causé des victimes (morts ou blessés).

Parmi les 11 accidents concernant les lignes de transfert de GNL :
 3 accidents ont généré des fuites de GNL, les 8 autres n'ayant généré aucune fuite. Aucun de ces accidents n'a causé de victime (mort ou blessé).

Les causes de ces fuites sont les suivantes :

- o Rejet par un disque de rupture ou une soupape (2 cas),
- Collision Navire / Jetée (1cas)
- o Agressions par des engins de travaux ou véhicules (7 cas),
- o Cause non précisée (1 cas).
- 2 accidents concernent les torches présentes sur des terminaux méthaniers avec rejet de gaz à l'atmosphère ou feu de torche, sans causer de victime.

Au-delà des causes primaires (agressions par engins de travaux, défauts d'équipements...), des défaillances humaines, de maintenance ou de procédures sont aussi parfois à l'origine des incidents.

# 5. PRESENTATION DES GUIDES, NORMES UTILISÉS PAR LES INDUSTRIELS OU CITÉS DANS LA BIBLIOGRAPHIE

#### 5.1. Presentation du panorama des documents retenus

# **5.1.1. TEXTES REGLEMENTAIRES NATIONAUX**

Les stockages de GNL de plus de 200 tonnes et installations annexes sont des Installations Classées pour la Protection de l'Environnement (ICPE) sous les rubriques 1412 « Stockage en réservoirs manufacturés de Gaz Inflammables Liquéfiés » et 1414 « Installations de remplissage ou distribution de Gaz Inflammables Liquéfiés ».

Ces installations sont donc soumises à l'ensemble des textes réglementaires généraux régissant les ICPE, avec en particulier en ce qui concerne la maîtrise des risques accidentels :

- l'arrêté ministériel du 10 mai 2000 modifié relatif à la prévention des accidents majeurs impliquant des substances ou des préparations dangereuses présentes dans certaines catégories d'installations classées pour la protection de l'environnement soumises à autorisation.
- l'arrêté ministériel du 29 septembre 2005 relatif à l'évaluation et à la prise en compte de la probabilité d'occurrence, de la cinétique, de l'intensité des effets et de la gravité des conséquences des accidents potentiels dans les études de dangers des installations classées soumises à autorisation.
- l'arrêté ministériel du 15 janvier 2008 relatif à la protection contre la foudre de certaines installations classées,
- l'arrêté ministériel du 4 octobre 2010 relatif à la prévention des risques accidentels au sein des installations classées pour la protection de l'environnement soumises à autorisation,
- le projet d'Arrêté Ministériel relatif aux règles parasismiques destiné à remplacer l'actuel Arrêté du 10 mai 1993. Cet arrêté précisera les études à réaliser pour définir les moyens de protection parasismiques à mettre en place afin d'éviter des conséquences graves à l'extérieur des sites.

En revanche, nous n'avons recensé aucun texte spécifique sur les risques et leur prévention dans la législation française pour des installations soumises à autorisation mettant en œuvre du GNL.

Toutefois, dans le cadre de la réalisation des Etudes de dangers et de l'élaboration des PPRT, nous pouvons citer deux documents qui donnent des indications sur les attentes de l'Administration en matière de maitrise des risques relatifs au stockage de GNL.

# Il s'agit:

- de l'avis relatif aux stockages cryogéniques de gaz naturel liquéfié du Groupe de Travail « Etudes de Dangers » du CSIC,
- de la circulaire du 10 mai 2010 récapitulant les règles méthodologiques applicables aux études de dangers, à l'appréciation de la démarche de réduction du risque à la source et aux plans de prévention des risques technologiques (PPRT) dans les installations classées en application de la loi du 30 juillet 2003. Dans cette circulaire, un chapitre est consacré aux fuites de GNL et à la manière de les prendre en compte dans les études de dangers.

Des extraits de ces deux documents sont reportés en annexe 4.

La seule prescription technique qui ressort de ces documents concerne les cuvettes de rétention. Elle peut être résumée comme suit.

Il est possible de ne pas disposer de cuvette de rétention au pied des stockages pour les réservoirs à intégrité totale (que la technologie choisie soit à membrane ou à cuve autoportante) aux conditions suivantes :

- grande rigueur lors des études dans la prise en compte de la sismicité, du risque de chute de pompe sur le fond du réservoir et du maintien en température des fondations de l'ouvrage,
- respect vérifié des méthodes de mise en froid des stockages,
- respect vérifié des méthodes de maintenance pour éviter la chute de pompes en cours de manipulations,
- gestion rigoureuse des équipements importants pour la sécurité et principalement ce qui concerne le suivi en exploitation de la température des fondations de l'ouvrage,
- gestion rigoureuse de la maintenance des pompes pour ne pas multiplier les montages / démontages,
- capacité pour l'exploitant de détecter une éventuelle fuite de la paroi métallique directement en contact avec le gaz liquéfié et dans cette éventualité de mettre en place une procédure allant du maintien en service en mode dégradé à la vidange de la capacité,
- vérification que toutes les tuyauteries en phase gaz ou liquide débouchent dans le réservoir sur son dôme supérieur,
- maintien de l'intégrité du réservoir soumis aux différentes agressions décrites dans l'étude de dangers.

Les 5 premières conditions sont celles définies dans l'avis du CSIC sachant que la circulaire du 10 mai 2010 est venue compléter les conditions avec les autres points.

# **5.1.2. LES NORMES ET CODES**

Les normes et codes<sup>10</sup> relatifs aux réservoirs qui seront analysés dans ce rapport sont présentés dans le tableau suivant :

N° de la norme	Titre
	Normes relatives aux réservoirs de stockage
NF EN 1473 (2007)	Installations et équipements de gaz naturel liquéfié – Conception des installations terrestres
NF EN 14620 <sup>11</sup> Parties 1 à 5 (2006)	Conception et fabrication de réservoirs en acier plat, verticaux, cylindriques, construits sur site, destines au stockage des gaz réfrigérés, liquéfiés, dont les températures de service sont comprises entre 0°C et – 165°C
EEMUA 147 (1986)	Recommendations for the design and construction of refrigerated liquefied gas storage tanks
API 620 (2008) + add 2009	Design and Construction of Large, Welded, Low-pressure Storage Tanks
API 625 (2010)	Tank systems for Refrigerated Liquefied Gas Storage
49 CFR part. 193 Federal Safety Standards	Pipeline and hazardous materials safety administration, department of transportation – Liquefied Natural Gas facilities
NFPA 59A (2009)	Standard for the Production, Storage and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG)
CSA Z276-07 (2007)	Gaz Naturel Liquéfié (GNL) – Production, Stockage et Manutention.

Tableau 2 : Liste des normes analysées pour les réservoirs de stockage

# A noter que:

- L'EEMUA 147 a introduit les concepts de confinement secondaire qui ont été plus tard incorporés comme officiels dans la norme britannique BS 7777 en 1993 qui elle-même a été annulée par l'EN 14620 en 2006. Donc, seule cette dernière norme européenne sera retenue dans l'analyse de ce rapport.
- Le code fédéral 49 CFR part. 193 reprend globalement les exigences du code américain NFPA 59A. Celui-ci ne sera donc pas analysé dans cette étude.

Réf DRA-11-117405-03833C

<sup>&</sup>lt;sup>10</sup> Les codes ont un caractère réglementaire. Ils sont cependant cités dans ce chapitre car ils font référence à des normes.

<sup>&</sup>lt;sup>11</sup> La norme EN 14620 a intégralement remplacé la norme anglaise BS 7777 parties 1 à 4.

Les normes et codes relatifs aux installations de transfert qui seront analysés dans ce rapport sont présentés dans le tableau suivant :

N° de la norme	Titre
Norme	es relatives aux déchargements et aux transferts
NF EN 1532 (1997)	Installations et équipements de gaz naturel liquéfié – Interface terre navire
NF EN 1474 partie 1 (2009)	Installations et équipements de gaz naturel liquéfié – Conception et essais des bras de chargement/déchargement
33 CFR part. 127 Federal Safety Standards Note 1	Waterfront Facilities Handling Liquefied Natural Gas and Liquefied Hazardous Gas

Tableau 3 : Liste des normes analysées pour les interfaces navire/terre

Note: Le code fédéral 33 CFR part. 127 reprend globalement les exigences du code américain NFPA 59A. Celui-ci ne sera donc pas analysé dans cette étude.

Selon la localisation géographique du projet, différents codes pourront être préférentiellement utilisés :

# • Projet en Europe :

- o Exigences de conception pour l'ensemble terminal: EN 1473
- o Règles de conception et d'ingénierie des réservoirs : EN 14620,
- Règles de conception et d'ingénierie des bras de transfert : EN 1474.
- Interface méthanier et terminal : EN 1532.

# Projet hors Europe :

o Exigences pour l'ensemble du terminal:

Etats-Unis : NFPA 59A,

Canada : CSA Z276.

- Règles de conception et d'ingénierie des réservoirs métalliques soudés : API 620,
- Règles de conception et d'ingénierie des réservoirs y compris ceux en béton : API 625.
- Règles de conception et d'ingénierie des bras de transfert : guides OCIMF (voir chapitre suivant).

Les approches des normes américaines et européennes régissant les installations GNL ne sont pas toujours compatibles dans leur philosophie. Les normes canadienne et américaine sont très proches. Les comités techniques de la CSA et de la NFPA travaillent en étroite collaboration pour l'élaboration de leurs standards.

Les deux codes régissant la conception des bras de transferts (EN 1474 et OCIMF) restent équivalents même si quelques différences de philosophie empêchent leurs utilisations en parallèle.

La norme relative aux interfaces terre-navire (EN 1532) tient compte des publications de la « Society of International Gas Tankers and Terminal Operators » (SIGTTO), de « l'Oil Companies International Marine Forum » (OCIMF) ainsi que de « l'Organisation Maritime Internationale » (OMI) en particulier en ce qui concerne les problèmes liés à la sécurité.

D'autres normes sur les réservoirs de stockage de GNL existent en Asie (Corée et Japon) mais ne seront pas traitées dans le présent rapport. Elles seront citées à titre informatif en annexe 1.

Les lignes de transfert de GNL ne sont pas régies par un code en particulier.

# **5.1.3. LES GUIDES PROFESSIONNELS**

Nom du guide	Titre
BP Process safety series N°16 (2007)	LNG Fire Protection and Emergency Response
OCIMF (1999)	Design and Construction Specification for Marine for Marine Loading Arms

Tableau 4 : Liste des guides professionnels analysés

Le guide de BP est un bon support de formation qui apporte une bonne connaissance générale des risques inhérents au GNL et des bonnes pratiques de sécurité. Ce guide ne fournit pas de prescriptions au sens normatif ou réglementaire mais propose des recommandations.

En fonction des sujets analysés, certaines recommandations seront intégrées dans l'analyse du chapitre 8.

# 5.1.4. LES AUTRES DOCUMENTS

Nom	Titre
LEE'S (2005)	Loss Prevention in the process industries (Volume I, II & III)
Center for Energy Economics (2003)	LNG – Safety and Security
International Finance Corporation – IFC (2007)	Environmental, Health, and Safety Guidelines for Liquefied Natural Gas (LNG) Facilities
Nova Scotia Department of Energy Code of practice (2005)	Liquefied Natural Gas Facilities

Tableau 5 : Liste des autres documents analysés

Le LEE's est constitué de 3 volumes traitant de l'identification, l'évaluation et la maitrise des risques. Dans son volume 2, cet ouvrage de référence cite notamment des normes NFPA 59A, l'API 620 et la BS 5387 (remplacée par l'EN 14620).

Le « LEE's » est un ouvrage qui fait référence et est souvent cité dans le domaine de la prévention des risques industriels. Il permet en effet d'avoir un résumé d'un certain état de l'art des pratiques. Le chapitre sur les stockages de GNL est riche d'informations sans toutefois apporter plus de détails que dans les normes. Ce document ne sera donc pas étudié dans la suite de ce rapport.

Le document de l'International Finance Corporation (IFC) sur le GNL est une synthèse des principales exigences de la norme NFPA 59A et du code fédéral 49 CFR part 193. L'analyse de ce document ne comporte pas d'intérêt pour la présente étude.

Le document du « Center for Energy Economics » est un rapport américain présentant la place du GNL dans le commerce mondial et les aspects de sécurité sur les terminaux méthaniers. Pour cela il s'appuie principalement sur les codes américains. Ce document n'apporte aucune exigence ou prescription autre que celles présentes dans les codes et ne sera donc pas analysé dans cette étude.

De même, le document « Nova Scotia » est basé sur le code canadien CSA Z276-01 remplacé lui-même par le CSA Z276-07. Il ne sera donc pas analysé dans cette étude.

Finalement aucun de ces documents n'est analysé dans ce rapport.

# **5.2.** EVOLUTION DES NORMES

Les premiers codes en relation avec les activités liées au GNL furent :

- deux normes américaines en 1966 : NFPA59 (GNL considéré en tant qu'utilité) et API 620 pour les réservoirs métalliques,
- La norme NFPA 59A dédiée aux activités de GNL en tant que procédé a été publiée en 1971.
- deux normes européennes en 1971 et 1976 : BS 4741 et BS 5387 (anciennement BS 7777).

Ces premiers codes pour les réservoirs de stockage de gaz réfrigéré, suivaient les pratiques des industriels du pétrole et furent rédigés pour des réservoirs métalliques de stockage de gaz liquéfié.

Toutefois, la conception des réservoirs n'a pas pris en considération les risques d'agressions externes.

A la suite de la rupture d'un réservoir à simple intégrité de propane liquéfié au Qatar (1976), les exploitants européens ont publié des directives sous l'EEMUA 147, en introduisant les concepts de confinement secondaire qui seront plus tard incorporés comme officiels dans la norme britannique BS 7777 en 1993, portant sur les navires en acier et en béton.

Nouvelle classification des types de réservoirs basée sur les conséquences de rupture des cuves primaires :

- · réservoir à simple intégrité,
- · réservoir à double intégrité,
- réservoir à intégrité totale.

Le choix du type de réservoir n'est pas basé sur les risques d'agressions externes mais sur la possibilité de contenir le liquide

En 1997, l'Europe publie trois normes importantes encadrant toutes les activités d'un terminal méthanier :

- EN 1473 : équivalente de la NFPA 59A américaine, présentant des exigences globales sur toute l'installation « onshore »,
- EN 1474 : présentant les exigences pour les bras de transfert,
- EN 1532 qui relie les deux normes précédentes sur les interfaces navire site.

Le code EN 14620 (associé aux exigences de l'EN 1473) publié en 2006 sur la conception des réservoirs :

- concerne tous les types de réservoirs aériens de stockage du GNL,
- propose une approche probabiliste pour la conception des réservoirs comme une nouvelle solution en ligne avec les autres codes européens,
- est le premier code à traiter de la conception des réservoirs de stockage à membrane,
- propose des orientations pour la sélection des réservoirs.
  - o prend en compte les risques d'agressions externes.
  - o recommande des zones de rétention pour les réservoirs à simple intégrité.

# Le choix du type de réservoir est basé sur une analyse de risques en Europe

Enfin en 2010 est paru le dernier code américain sur les réservoirs, l'API 625 qui :

- intègre les règles de conception des réservoirs de stockage en béton et des systèmes d'isolation en s'appuyant sur la norme européenne EN 14620 parties 1 et 4,
- concerne les 3 principaux types de réservoirs construits en Amérique du Nord : simple et double confinement et intégrité totale,
- propose des orientations pour la sélection des réservoirs en prenant en compte les risques d'agressions externes.

# Le choix du type de réservoir est basé sur une analyse de risques (Hazard Identification)

Le chapitre 4 montre que les accidents initiés directement par le GNL ne mettent pas en cause les technologies de réservoirs ou les matériaux ou les équipements associés... mais plutôt des erreurs humaines (hormis l'accident de Cleveland). Ceci peut s'expliquer par la bonne connaissance des dangers liés à ce produit et aux conditions cryogéniques.

De ce fait, il peut être conclu que l'évolution des codes n'est pas liée aux accidents recensés pour les activités de stockage et de transfert du GNL.

La chronologie présentée page suivante (cf. Figure 30) met en parallèle quelques accidents représentatifs des stockages de GNL et la parution des normes et guides professionnels. Il est à noter qu'il n'y a pas de corrélation directe entre accident et parution des guides.

Les accidents identifiés sur la chronologie sont :

- les accidents avec des conséquences humaines, en excluant les accidents en lien avec des opérations de travaux ou de maintenance ;
- les accidents ayant eu lieu en France.

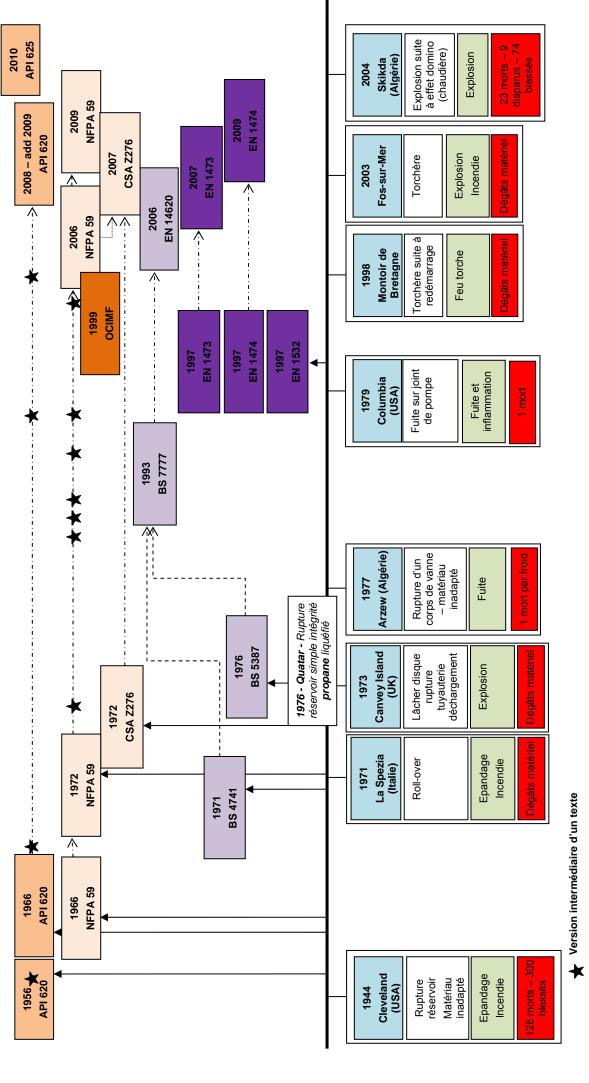


Figure 30 : Chronologie des accidents et de la parution des textes

# 6. NORMES

# **6.1.** Normes pour les reservoirs de stockage

#### 6.1.1. NF EN 14620

#### 6.1.1.1. OBJET DE LA NORME

Elle concerne la conception et la fabrication des réservoirs en acier à fond plat, verticaux, cylindriques, construits sur site, destinés au stockage des gaz réfrigérés, liquéfiés dont les températures de service sont comprises entre 0°C et – 165°C.

Cette norme se compose de 5 parties :

- La partie 1 intitulée « généralités » spécifie les exigences générales relatives à la conception des réservoirs.
- La partie 2 présente les exigences relatives aux matériaux, à la conception, à la construction et à l'installation des constituants métalliques de réservoirs de stockage de gaz réfrigérés liquéfiés.
- La partie 3 traite des exigences générales relatives aux matériaux, à la conception, à la construction des constituants de l'enceinte extérieure béton des réservoirs de stockage de gaz réfrigérés liquéfiés.
- La partie 4 spécifie les exigences générales pour les matériaux, la conception et l'installation du système d'isolation des réservoirs de stockage de gaz liquéfiés réfrigérés (GLR).
- La partie 5 présente les exigences relatives aux essais, séchage, inertage et mise en froid des réservoirs de stockage de gaz liquéfiés réfrigérés.

Seule la partie 1 est retenue pour l'analyse dans ce rapport car les parties 2 à 5 sont plus dédiées à l'ingénierie de construction des bacs. Les aspects « points clefs » ne sont donc pas développés.

#### 6.1.1.2. CONTENU DE LA PARTIE 1 DE LA NORME

La partie 1 intitulée « généralités » est composée de 8 chapitres et de 4 annexes.

Les chapitres suivants sont détaillés dans la norme :

- chapitres 1, 2, 3: Domaines d'application, références normatives, Termes et définitions,
- chapitre 4 : Choix du concept,
- chapitre 5 : Assurance qualité et contrôle qualité,
- chapitre 6 : Plan pour la santé, sécurité et l'environnement,
- chapitre 7 : Considérations générales relatives à la conception,
- chapitre 8 : Inspection et maintenance.

Les annexes informatives sont les suivantes :

- Caractéristiques physiques des gaz,
- Informations relatives à la conception,
- Analyse sismique,
- Système de chauffage du réservoir.

# 6.1.1.3. Presentation des points cles de la partie 1

La partie 1 de la présente norme traite particulièrement des généralités au regard de la conception des réservoirs de stockage. Le chapitre 4 présente les différentes technologies de réservoirs de stockage à savoir :

- Simple intégrité,
- Double intégrité
- Intégrité totale
- Membrane.

Le choix du type de réservoir doit être fait sur la base d'une évaluation des risques dépendant essentiellement de l'environnement du réservoir.

Concernant le choix d'implantation des réservoirs, la norme note quelques exemples d'exigences à prendre en considération :

- les réglementations locales,
- les distances de sécurité.
- l'état du site,
- les conditions de sol.
- le chargement sismique,
- le tracé des tuyauteries.

Elle précise toutefois qu'en général, « le réservoir de stockage doit être placé de manière à ce que les tuyauteries de raccordement à l'élément en amont et en aval soient les plus courtes possibles ».

Pour réaliser l'évaluation des risques, la norme précise les principaux phénomènes dangereux à prendre en considération :

Menaces externes pour l'intégrité du réservoir	Conditions naturelles et environnementales : neige, séisme, vent violent, foudre, inondation, température élevée
	Infrastructure: impact d'avion, incidences des installations adjacentes, y compris l'incendie, l'explosion, le transport
	Aménagement du site d'implantation : incendie et explosion dans l'usine, incendie du fait des soupapes de protection contre les surpressions, construction, trafic
	Philosophie opérationnelle, méthode pratique d'exploitation et perturbations au niveau de l'usine.
Menaces internes pour l'intégrité du réservoir	Défaillance mécanique : choc thermique, corrosion, soulèvement par le gel de la fondation, fuites au niveau des brides.
	Incident de matériel : soupapes de décharge, jauge de niveau de liquide
	Erreurs de fonctionnement et de maintenance : trop plein, renversement de couche, pompe immergée, surpression
	Effet sur la population hors du site
Conséquences du défaut d'intégrité du réservoir	Effet sur la population sur le site
	Dommage causé à l'environnement
	Effets sur les installations adjacentes
	Effets sur d'autres parties de l'installation

Tableau 6 : Identification des phénomènes dangereux pour le choix des réservoirs (source NF EN 14620-1)

La norme poursuit en présentant, dans la première partie de son chapitre 7, des critères de conception des réservoirs :

- conception parasismique : exigences données dans l'annexe C,
- étanchéité aux liquides et à la vapeur.
- raccordements entre les cuves primaire et secondaire: la norme précise « qu'il convient de faire passer toutes les lignes d'entrée et de sortie par le toit du réservoir, pour que le risque de fuites graves soit réduit au minimum »,
- mise en froid du réservoir,
- fondations conçues de manière à pouvoir absorber le tassement du réservoir et de ses connexions,
- systèmes de chauffage de la fondation de façon à éviter les phénomènes de soulèvement dûs au gel : complément d'exigence dans l'annexe D,
- Système de protection thermique du réservoir en béton (intégrité totale et membrane).
- Conception des murs de rétention pour les réservoirs à simple intégrité: dimensions de façon à confiner tout le liquide du réservoir, étanchéité aux liquides, systèmes d'évacuation de l'eau de pluie ou incendie. Pour les murs de protection en béton, la norme renvoie aux exigences sa partie 3,
- Protection contre la foudre.

La seconde partie du chapitre 7 présente les différents systèmes de protection à intégrer aux réservoirs :

- instrumentation telle que mesure de niveau, de pression, de température, de prévention de renversement, détecteurs feu et gaz, détecteurs de fuite et systèmes de surveillance de l'espace entre les cuves primaire et secondaire,
- protection contre la surpression au travers des soupapes de décharge,
- protection contre les dépressions au moyen de dispositifs casse-vide,
- protection anti-feu en considérant 3 scénarii potentiels: feux locaux, feux de soupapes et feux au niveau des installations proches (y compris les réservoirs).

#### 6.1.1.4. CONTENU DE LA PARTIE 2 DE LA NORME

La partie 2 intitulée « constituants métalliques » s'organise autour des 9 chapitres et 2 annexes détaillés comme suit :

- chapitres 1, 2, 3: Domaines d'application, références normatives, Termes et définitions,
- chapitre 4 : Matériaux,
- chapitre 5 : Conception,
- chapitre 6 : Fabrication,
- chapitre 7 : Modes opératoires de soudage,
- chapitre 8 : Soudage,
- chapitre 9 : Contrôle.

Les deux annexes sont les suivantes :

- Actions sur la membrane.
- Détermination des courbes de charge et de fatigue sur la membrane.

# 6.1.1.5. Presentation des points cles de la partie 2

Dans le tableau 1 du chapitre 4, la norme présente les catégories d'acier à mettre en contact avec du GNL en fonction du type de réservoir :

- Pour les réservoirs à simple intégrité, double intégrité et totale, l'acier préconisé est le type IV : aciers alliés avec 9 % de nickel,
- Pour les réservoirs à membrane, l'acier préconisé est le type V : aciers austénitiques.

L'essentiel de la partie 2 de cette norme traite des exigences de conception et de construction des réservoirs à constituants métalliques.

# 6.1.1.6. CONTENU DE LA PARTIE 3 DE LA NORME

La partie 3 intitulée « constituants béton » est composée de 10 chapitres et de 2 annexes détaillés comme suit :

- chapitres 1, 2, 3: Domaines d'application, références normatives, Termes et définitions,
- chapitre 4 : Généralités,
- chapitre 5 : Etanchéité aux vapeurs,
- chapitre 6 : Matériaux,
- chapitre 7 : Conception,
- chapitre 8 : Dispositions détaillées,
- chapitre 9 : Constructions et qualité d'exécution,
- chapitre 10 : Chemisage et revêtement.

#### Les deux annexes sont les suivantes :

- Matériaux.
- Réservoir en béton précontraint.

# 6.1.1.7. CONTENU DE LA PARTIE 4 DE LA NORME

La partie 4 intitulée « constituants isolants » est composée de 7 chapitres et de 3 annexes détaillés comme suit :

- chapitres 1, 2, 3: Domaines d'application, références normatives, Termes et définitions,
- chapitre 4 : Exigences relatives à la conception, caractéristiques de performance, essais et choix des matériaux isolants,
- chapitre 5 : Protection du système d'isolation écran pare vapeur d'eau,
- chapitre 6 : Conception du système d'isolation,
- chapitre 7 : Installation.

#### Les trois annexes sont les suivantes :

- Matériaux isolants.
- Méthodes d'essai,
- Isolation de fond de cuve de réservoir. Théorie des états limites.

# 6.1.1.8. CONTENU DE LA PARTIE 5 DE LA NORME

La partie 5 intitulée « essai, séchage, inertage et mise en froid » est composée de 6 chapitres et d'une annexe détaillés comme suit :

- chapitres 1, 2, 3: Domaines d'application, références normatives, Termes et définitions,
- chapitre 4 : Essais hydrauliques et pneumatiques,
- chapitre 5 : Séchage, inertage et mise en froid,
- chapitre 6 : Arrêt.

L'annexe de cette dernière partie traite de la mise en froid du réservoir

#### 6.1.1.9. AVIS SUR LE DOCUMENT

La norme EN 14620 est un document européen indispensable pour la conception des réservoirs cryogéniques (citée en référence dans la norme EN 1473).

Celle-ci permet d'approfondir les exigences de l'EN 1473 liées spécifiquement aux réservoirs tandis que l'EN 1473 considère le réservoir comme un équipement.

# 6.1.2. EN 1473 « INSTALLATIONS ET EQUIPEMENTS DE GAZ NATUREL LIQUEFIE : CONCEPTION DES INSTALLATIONS TERRESTRES »

# 6.1.2.1. OBJET DE LA NORME

La norme européenne EN 1473 concerne la conception des installations et équipements terrestres de gaz naturel liquéfié.

Cette norme a pour objectif de définir les règles de conception et de construction de toutes les installations fixes terrestres de gaz naturel liquéfié, à savoir les usines de liquéfaction, les stations satellites, les stations d'écrêtement de pointe et les terminaux de réception.

Elle ne traite pas des bras de chargement et de déchargement qui font l'objet de l'EN 1474 (cf. chapitre 6.2.2).

# 6.1.2.2. CONTENU DU DOCUMENT

La norme EN 1473 est composée de 18 chapitres et de 13 annexes.

Les chapitres sont les suivants :

- chapitres 1, 2, 3: Domaines d'application, références normatives, Termes et définitions,
- chapitre 4 : Sécurité et environnement,
- chapitre 5 : Jetée et installations maritimes,
- chapitre 6 : Systèmes de stockage et de rétention,
- chapitre 7 : Pompes de GNL,
- chapitre 8 : Regazéification du GNL,
- · chapitre 9 : Tuyauteries,
- chapitre 10 : Réception/émission du gaz naturel,
- chapitre 11 : Systèmes de reprise et de traitement des évaporations,
- chapitre 12 : Circuits auxiliaires et bâtiments,
- chapitre 13: Gestion des dangers,
- chapitre 14 : Systèmes de contrôle et de surveillance,
- chapitre 15 : Construction, mise en service et inspection générale,
- chapitre 16 : Préservation et protection contre la corrosion,

Les chapitres 17 et 18 sont dédiés aux formations pour l'exploitation et la formation maritime avant démarrage.

La norme comporte 13 annexes.

Le contenu de la norme est présenté en annexe 2.

#### 6.1.2.3. Présentation des points clés

Afin de garantir un haut niveau de sécurité des installations, la première approche fondamentale décrite par cette norme européenne, est la réalisation d'une étude de dangers. Le chapitre 4.4 définit les modalités de réalisation de cette étude.

En particulier, ce chapitre détaille les dangers potentiels d'origine externe au réservoir mais aussi d'origine interne en fonction du type de réservoir et définit les scénarios à considérer :

Type de réservoir <sup>(d)</sup>	Entièrement métallique ou toit métallique seulement	Béton précontraint (y compris toit en béton armé)
Simple intégrité	а	
Double intégrité	b	
Intégrité totale	b	С
Membrane	b	С
Béton cryogénique	b	С
Sphérique	а	
Enterré	b	С

#### Scénarios à considérer :

- a En cas de rupture de l'enceinte primaire du réservoir, la taille du feu correspond à celle de la cuvette de rétention.
- b En cas de rupture du toit du réservoir, la taille du feu correspond à celle de l'enceinte secondaire.
- c Aucune rupture n'est considérée pour ce type de réservoir.
- d Pour la définition, voir l'EN 14620 et l'annexe H.

Tableau 7 : Scénarii à considérer dans l'évaluation des dangers en fonction du type de réservoir (source EN 1473 §4.4.2.3)

Associé à l'étude de dangers, le chapitre 4.5 présente les mesures de sécurité à mettre en application pour garantir des niveaux de risques acceptables et liés à :

- la conception : protection contre les surpressions internes, protection active et passive contre l'incendie, protection sismique, etc....
- l'exploitation.

Le chapitre 13 présente les exigences concernant la gestion des dangers dans les domaines suivants :

- implantation des installations de GNL,
- chemins d'évacuation,
- zones de confinement.
- accessibilité aux robinets et aux équipements,
- classement de zone.
- collecte des épandages,
- système de rétention dans les zones de transfert et de traitement,
- protection passive contre l'incendie,
- protection contre la fragilisation,
- sûreté,
- systèmes de détection,
- protection active contre l'incendie
- système d'arrêt d'urgence...

#### 6.1.2.4. AVIS SUR LE DOCUMENT

Ce document est la norme de référence pour ce qui est des installations de GNL en zone européenne.

Cette norme présente des exigences sur les installations et équipements de GNL en général. Pour les règles de conception associées aux réservoirs, celle-ci se réfère à la norme européenne EN 14620.

L'ensemble des exigences présentes dans ce document est donné sous réserve des résultats des analyses de risques détaillées dans les études de dangers.

# 6.1.3. NFPA 59A « PRODUCTION, STORAGE, AND HANDLING OF LIQUEFIED NATURAL GAS (LNG) »

#### 6.1.3.1.OBJET DE LA NORME

L'Association Nationale de Protection contre le Feu (NFPA) est une organisation internationale à but non lucratif, établie en 1896. Sa mission est de réduire les risques d'apparition de feu et d'autres dangers en fournissant et préconisant des consensus, codes et standards, recherches, formations et de l'enseignement.

Le comité de l'Association Américaine du Gaz commença à travailler sur un standard pour le GNL vers 1960. En Automne 1964, une première version a été soumise à NFPA pour être utilisée comme base à un standard NFPA. La première édition officielle fut adoptée à la réunion annuelle de la NFPA en 1967. Dans ce standard, le GNL était utilisé dans les utilités des usines à gaz.

Au début de 1969, l'utilisation de GNL s'est considérablement étendue audelà de sa fonction d'utilité sur usine à gaz couverte par l'édition de 1967. L'Institut Américain du Pétrole (API) a suggéré que son standard 2510A, Design and Construction of Liquefied Petroleum Gas (LPG) Installations, soit utilisé pour aider au développement de ce standard étant donné que le sujet est proche. Le Comité du GNL fut établi dans ce but. L'édition de 1971 fut la première édition développée. Par la suite, plusieurs éditions furent adoptées en 1972, 1975, 1979, 1985, 1990, 1994, 1996 et 2001. Le chapitre 5 de l'édition de 2006 fut révisé pour couvrir les réservoirs à double intégrité et à intégrité totale. Les définitions de ces types de réservoirs furent aussi ajoutées. Les critères de conception sismique pour les réservoirs de GNL furent révisés pour être conformes avec les exigences de l'ASCE 7, *Minimum Design Loads for Buildings and Other Structures*. L

Dans l'édition de 2009, des modèles de dispersion de vapeurs supplémentaires ont été autorisés car ils furent évalués et approuvés par la Fondation de Recherche de la NFPA. Le tableau sur la conception face aux déversements de GNL a été révisé pour séparer les exigences de conception pour les réservoirs avec le remplissage par le dessus des autres réservoirs, et la zone des procédés.

Ce standard américain, NFPA 59A, traite de la production, du stockage et du transport du gaz naturel liquéfié.

# 6.1.3.2.CONTENU DU DOCUMENT

La norme NFPA 59A est divisée en 14 chapitres et 6 annexes présentés cidessous :

- chapitres 1, 2, 3 : Champ du document, références, définitions,
- chapitre 4 : Exigences générales,
- chapitre 5 : Implantation du site,
- chapitre 6 : Equipements dédiés aux procédés,
- chapitre 7 : Réservoirs de stockage de GNL fixes,
- chapitre 8 : Equipements de gazéification du GNL,
- chapitre 9: Tuyauteries et composants,
- chapitre 10 : Instrumentation et électricité,
- chapitre 11 : Transferts du GNL et réfrigération,
- chapitre 12 : Protection incendie et Sécurité,

Le chapitre 13 fournit les exigences pour la conception, la fabrication et l'implantation des réservoirs de GNL d'une capacité inférieure ou égale à 379 m3 et construits en respectant *l'ASME Boiler and Pressure Vessel code*.

Le chapitre 14 détaille les prescriptions pour les phases d'opérations, de maintenance et de formation du personnel.

Le contenu de la norme est présenté en annexe 2.

#### 6.1.3.3. Présentation des points clés

Les principales prescriptions présentes dans cette norme sont résumées dans la partie analyse des normes au chapitre 0.

La NFPA 59A traite des installations méthanières dans leur intégralité. Chaque partie d'installation est considéré comme un équipement devant répondre à un certain nombre d'exigences : réservoirs de stockage, installations de liquéfaction, de vaporisation, de chargement/déchargement...

Le chapitre 5 de la NFPA est centré sur l'implantation du site et des équipements. Ce chapitre développe notamment pour tous les équipements :

- Les distances de sécurité entre équipements et vis-à-vis des limites de propriété,
- Les moyens de collecte et de confinement des fuites de GNL,
- Pour les deux points précédents, les exigences au regard des scénarios d'accidents crédibles, calculs de flux thermiques et de dispersion.

Les chapitres 6, 7 et 8 fournissent des exigences dédiées à chaque partie de l'installation : équipements de procédés, réservoirs de stockage et installations de vaporisation. Les exigences énoncées concernent surtout des règles de conception et de construction.

Le chapitre 10 traite de l'instrumentation et des éléments électriques. A noter que dans ce chapitre, la NFPA fournit des propositions de classement en zones dangereuses enveloppes pour les réservoirs de stockage et les bras de transfert.

Le chapitre 11 propose des règles générales de conception pour les lignes de transfert entre les quais et les réservoirs et les bras de transfert.

Le chapitre 12 couvre les moyens de conception et de protection des installations en termes d'arrêt d'urgence, de détection feu et gaz et de moyens de protection contre l'incendie.

# 6.1.3.4. AVIS SUR LE DOCUMENT

La norme NFPA 59A est une norme très utilisée dans le monde pour la conception des installations GNL hors zone européenne.

De la même manière que la norme européenne EN 1473, cette norme fournit des exigences sur les installations et équipements de GNL en général.

# 6.1.4. API 620 STANDARD « DESIGN AND CONSTRUCTION OF LARGE, WELDED, LOW – PRESSURE STORAGE TANKS »

# 6.1.4.1. OBJET DE LA NORME

L'American Petroleum Institute (API) est une organisation nationale américaine couvrant tous les aspects liés à l'industrie du pétrole et du gaz naturel. Fondé en 1919, l'API compte plus de 400 membres, allant des grands groupes industriels aux compagnies plus petites, rassemblant autant les producteurs, raffineurs, fournisseurs, opérateurs de canalisations et transporteurs maritimes que les compagnies de service.

L'API qui a publié ses premiers standards en 1924, maintient aujourd'hui ses 500 standards et fiches pratiques couvrant tous les champs de l'industrie du pétrole et du gaz naturel. L'API publie également des spécifications, codes et publications techniques établis sur la base de bonnes pratiques industrielles. Pour cela, il existe plus de 700 groupes de travail et comités couvrant ces divers domaines et sujets techniques. Ils ont pour objectif de rédiger, d'améliorer et de mettre à jour ces standards et codes.

Le comité des standards API est structuré en 4 secteurs :

- comité de standardisation des équipements et matériels pétrolifères,
- comité de mesures du pétrole,
- comité sur les équipements de raffineries,
- structure regroupant le marketing, la sécurité et la protection contre l'incendie, les affaires réglementaires et scientifiques.

Cette norme API 620 a pour unique objet, la construction et la conception des réservoirs verticaux pour le stockage à basse pression.

## 6.1.4.2. CONTENU DU DOCUMENT

Le document propose des bonnes pratiques d'ingénierie sur les sujets suivants :

- chapitres 1, 2, 3 : champ du document, références, définitions,
- chapitre 4 : matériaux,
- chapitre 5 : conception,
- chapitre 6: fabrication,
- chapitre 7 : inspection et tests,
- chapitre 8 : marquage,
- chapitre 9 : équipements de protection de surpression et de dépression.

Vingt annexes complètent le corps principal de l'API constitué déjà d'une centaine de pages.

Le contenu de la norme est présenté en annexe 2.

#### 6.1.4.3. Présentation des points clés

L'API 620 fournit des exigences pour tous les réservoirs en acier soudés. Dans le cas du GNL :

- les réservoirs à simple intégrité, totalement en acier (cuves interne et externe) sont régis entièrement par cette norme,
- les réservoirs à confinement double et à intégrité totale sont concernés par cette norme uniquement pour leur cuve interne. Le second confinement réalisé par du béton est régi par les normes en vigueur.

L'ensemble de cette norme fournit des exigences liées à la construction de tout type de réservoir en acier soudé.

Les deux annexes suivantes procurent des exigences spécifiques sur le thème développé dans cette étude :

- L'annexe Q est la plus pertinente de la norme en concernant uniquement les réservoirs à basse pression pour les hydrocarbures gazeux liquéfiés. Elle aborde divers points liés à la conception du réservoir : la forme des parois, leur épaisseur, les mesures à effectuer, etc...
- L'annexe R s'intéresse uniquement aux réservoirs à basse pression pour les produits réfrigérés. Elle aborde divers points liés à la conception du réservoir : la forme des parois, leur épaisseur, les mesures à effectuer, etc...

#### 6.1.4.4. AVIS SUR LE DOCUMENT

L'annexe Q est la partie la plus pertinente pour les réservoirs de GNL. Les informations contenues dans cette annexe sont utiles pour l'ingénierie.

# 6.1.5. API 625 STANDARD « TANK SYSTEMS FOR REFRIGERATED STORAGE LIQUEFIED GAS »

# 6.1.5.1. OBJET DE LA NORME

La norme API 625 est parue dans sa première édition en août 2010. Elle permet de combler un manque de code concernant les réservoirs de stockage de gaz liquéfié réfrigéré.

Le périmètre de cette norme comprend les réservoirs cylindriques et verticaux, aériens, basse pression, stockant des gaz liquéfiés réfrigérés.

Cette norme cite en référence la norme européenne EN 14620 parties 1 et 4.

#### 6.1.5.2. CONTENU DU DOCUMENT

Ce document est composé de 11 chapitres et de 4 annexes :

- chapitres 1, 2, 3 : champ du document, références, définitions,
- chapitre 4 : responsabilités,
- chapitre 5 : choix du type de réservoir de stockage,
- chapitre 6 : conception et critères de performance,
- chapitre 7 : accessoires.
- chapitre 8 : assurance et contrôle qualité,
- chapitre 9 : isolation,
- chapitre 10 : activités après construction,
- chapitre 11 : marquage.

L'annexe D présente des recommandations sur les choix du type de réservoir en fonction des résultats de l'analyse de risques. Cette approche tend à se rapprocher des études de dangers des normes européennes pour définir les impositions sur les distances de sécurité par exemple.

Le contenu de la norme est présenté en annexe.

#### 6.1.5.3. Présentation des points clés

Le premier chapitre de cette norme présente le périmètre d'application. Il précise les conditions de température et de pression des produits stockés pour être applicable et renvoie à d'autres codes en fonction des types de réservoirs (API 620 et ACI 376<sup>12</sup>).

Le chapitre 5 et l'annexe C présentent les grandes catégories de réservoirs : confinement simple, double et intégrité totale.

Les chapitres 6 et 7 suivants s'attachent à définir les règles de conception (sismiques, matériaux, instrumentation, isolation...) des réservoirs en se référant à l'API 620 pour les réservoirs métalliques soudés et à l'ACI 376 pour les réservoirs en béton.

Cette norme permet de fournir des recommandations et une aide à l'exploitant dans le choix du type de réservoir à construire sur le site. Cette sélection doit se baser sur une évaluation des risques (Hazard Identification) détaillée dans l'annexe D.

#### 6.1.5.4. AVIS SUR LE DOCUMENT

Cette norme se rapproche dans le principe à la norme européenne EN 14620. Elle apporte une aide à la conception des réservoirs à simple, double et intégrité totale.

# 6.1.6. CSA-Z276-07: « GAZ NATUREL LIQUEFIE (GNL): PRODUCTION, STOCKAGE ET MANUTENTION »

#### 6.1.6.1. OBJET DE LA NORME

L'Association canadienne de normalisation est un organisme sans but lucratif constitué de membres dont les activités visent à répondre aux besoins du milieu des affaires, de l'industrie, du gouvernement et des consommateurs du Canada et du monde entier.

La norme canadienne CSA-Z276 existe depuis 1972. Cette norme est très proche de la norme américaine NFPA 59A.

#### 6.1.6.2. CONTENU DU DOCUMENT

Ce document est composé de 13 chapitres et de 2 annexes :

- chapitres 1, 2, 3 : introduction, domaine d'application, ouvrages de référence et définitions,
- chapitre 4 : exigences générales,

Réf DRA-11-117405-03833C

<sup>&</sup>lt;sup>12</sup> ACI 376 "requirements for design and construction of concrete structures for the containment of refrigerated liquefied gases" est un code paru en 2010 en complément de l'API 625. Au même titre que l'API 620 pour les réservoirs en acier soudé, l'ACI 376 fournit des exigences sur les constituants en béton. Les exigences de celui-ci sur le sujet, concernant la présente étude, sont détaillées dans l'analyse de la norme API 625.

- chapitre 5 : dispositions relatives à l'emplacement de l'usine,
- chapitre 6 : équipements de procédés.
- chapitre 7 : réservoirs de stockage de GNL fixes,
- chapitre 8 : installations de vaporisation,
- chapitre 9 : tuyauterie et composants,
- chapitre 10 : instruments et équipement électrique,
- chapitre 11 : transfert de GNL et de frigorigène,
- chapitre 12 : protection incendie et mesures de sécurité et de sûreté.
- chapitre 13 : exploitation et maintenance des installations formation du personnel.

# Les 2 annexes (informatives) sont :

- calculs parasismiques des usines de GNL,
- lignes directrices pour les petites installations de GNL,

Le contenu de la norme est présenté en annexe 2.

#### 6.1.6.3. Présentation des points clés

L'organisation structurelle de cette norme est identique à celle de la NFPA 59A. Les points clés de cette norme sont les mêmes que ceux décrits pour la NFPA dans le paragraphe 6.1.3.3.

# 6.1.6.4. AVIS SUR LE DOCUMENT

Les normes canadiennes et américaines sont très proches. Les comités techniques de la CSA et de la NFPA travaillent en étroite collaboration pour l'élaboration de leurs standards. L'essentiel des exigences présentées dans cette norme sont reprises de la NFPA 59A.

Ce document n'apporte pas d'exigence supplémentaire vis-à-vis de la NFPA 59A.

# 6.2. NORMES POUR LES BRAS DE TRANSFERT

# 6.2.1. NF EN 1532: « INSTALLATIONS ET EQUIPEMENTS RELATIFS AU GAZ NATUREL LIQUEFIE – INTERFACE TERRE NAVIRE »

#### 6.2.1.1. OBJET DE LA NORME

La norme européenne EN 1532 concerne les installations et équipements relatifs au gaz naturel liquéfié au niveau des interfaces terre / navire.

Cette norme spécifie les exigences relatives à la fois au niveau du terminal et du navire pour que le transfert de GNL puisse se faire en toute sécurité à partir des terminaux de réception et d'expédition. Elle s'applique aux systèmes de transfert reliant le navire et le terminal, ce qui inclut :

- les connexions entre le navire et le terminal;
- tous les aspects liés à la sécurité des opérations de transfert ;
- toutes les autres opérations effectuées lorsque le navire est amarré à la jetée.

# 6.2.1.2. CONTENU DU DOCUMENT

La norme EN 1532 est composée de 12 chapitres et de 2 annexes :

- chapitres 0, 1, 2 et 3 : Introduction, domaine d'application, références normatives et définitions,
- chapitre 4 : Description des éléments qui constituent l'interface navire/terre
- chapitre 5 : Description du GNL et risques associés
- chapitre 6 : Zones dangereuses
- chapitre 7 : Dispositions liées à la sécurité
- chapitre 8 : Equipement du navire
- chapitre 9 : Installations de transfert navire/terminal
- chapitre 10 : Procédure de transfert de GNL
- chapitre 11 : Qualification du personnel
- annexe A (informative) Philosophie générale de sécurité
- annexe B (informative) Bibliographie

# 6.2.1.3. Présentation des points clés

Cette norme précise qu'afin de définir les règles de sécurité, il est nécessaire de mener une analyse de risques conformément à la norme EN 1473 en prenant en compte les éléments constitutifs de l'interface navire/terre qu'elle énumère au chapitre 4 et les risques associés au transfert identifiés au chapitre 5 :

	Les effets cryogéniques provoqués par les températures extrêmement basses du GNL (blessures du personnel ou endommagement du matériel non cryogénique rendu fragile)	
Risques associés au GNL	Les risques potentiels de feu ou d'explosion à la suite de fuite ou d'épandage de GNL	
	Les surpressions provoquées par une phase rapide de transition (RPT), du fait de l'interaction de l'eau et du GNL	
	Les surpressions provoquées pas l'expansion thermique du GNL emprisonné dans les cavités	
Risques associés au transfert de GNL	Risques liés au refroidissement, réchauffement, purge et vidange des bras de transfert	
	Risques liés au débordement des cuves de stockage (navire et terminal)	
	Risques liés à la surpression présente dans les cuves de stockage (navire et terminal)	
	Conditions atmosphériques (vents, orages)	
Risques associés à l'environnement naturel	Etat de la mer	
	Conditions sismiques	
	Phénomènes de marées	

Risques associés à l'environnement du lieu de transfert navire/terre	Contact avec la jetée
	Collision avec un autre navire
	Rupture d'amarres
	Incendie sur le terminal ou à proximité
	Mouvements du navire transporteur provoqués par l'effet d'aspiration des navires passant à proximité

Tableau 8 : Risques associés aux activités navire/terre avec le GNL (source : EN 1532 §5)

En matière de zone dangereuse, la norme renvoie aux EN 1127-1<sup>13</sup> et prEN 50145<sup>14</sup> pour aider le lecteur dans sa définition de zone dangereuse en précisant cependant que :

« Lorsque le navire est amarré à la jetée, la zone ou l'espace dangereux(se) du navire vient s'ajouter à la zone dangereuse de la jetée. »

Cette norme prescrit dans le chapitre 7 les « dispositions minimales à prendre » afin que les transferts se déroulent dans les meilleures conditions de sécurité notamment dans les domaines suivants :

- limitation de la circulation/d'accès dans le port, sur la jetée et sur le navire ;
- liste de contrôle du navire et du terminal en matière de sécurité, communications et transfert de données ;
- systèmes d'amarrage et prévisions météorologiques ;
- sources d'inflammation ;
- détection, protection et lutte contre le feu ;
- détection et protection contre les fuites de gaz et les épandages de GNL :
- philosophie et procédures générales en matière de sécurité lors de l'arrêt du transfert navire/terminal;
- matériaux de construction.

Les chapitres 8 et 9 énoncent les règles de conception et équipements nécessaires au transfert notamment en matière d'amarrage, de connexion/déconnexion, de communication et contrôle des transferts, et de protection et lutte contre le feu.

Il est important de noter que, pour le navire comme pour l'interface navire/terre : « Les vannes d'arrêt d'urgence de chaque traverse, pour le liquide et pour le gaz doivent pouvoir être actionnées localement et à distance. Ces vannes doivent être du type sécurité-feu, selon l'ISO 10497. »

\_

<sup>&</sup>lt;sup>13</sup> EN 1127-1 - Atmosphères explosives - Prévention de l'explosion et protection contre l'explosion - Partie 1 : notions fondamentales et méthodologie

<sup>&</sup>lt;sup>14</sup> prEN 50145 – matériels électriques pour atmosphères explosives – Classification des zones dangereuses

De plus, « Les bras doivent être équipés d'un ensemble de capteurs et de systèmes de surveillance destinés à mesurer tout déplacement du navire. L'information recueillie est ensuite utilisée par le système d'ESD ».

#### 6.2.1.4. AVIS SUR LE DOCUMENT

Cette norme présente des prescriptions minimales de conception et de sécurité.

Pour plus de précisions sur ces exigences, elle renvoie aux normes EN 1473 pour le site en général et l'EN 1474 pour les bras de transfert.

# 6.2.2. NF EN 1474: « INSTALLATIONS ET EQUIPEMENTS RELATIFS AU GAZ NATUREL LIQUEFIE – CONCEPTION ET ESSAIS DES BRAS DE CHARGEMENT/DECHARGEMENT »

#### 6.2.2.1. OBJET DE LA NORME

La norme européenne EN 1474 concerne les installations et équipements de transfert de gaz naturel liquéfié. Elle s'articule en 3 parties :

- Partie 1: Conception essais des bras de et chargement/déchargement : Cette partie spécifie les règles conception, les prescriptions minimales de sécurité ainsi que les relatifs procédures de contrôle et d'essais aux bras chargement/déchargement de gaz naturel liquéfié (GNL) destinés à être utilisés sur des terminaux terrestres conventionnels. Elle fixe également les prescriptions minimales permettant de garantir que le transfert de GNL entre le navire et le terminal s'effectue en toute sécurité.
- Partie 2: Conception et essais des tuyaux flexibles de transfert: Cette partie européenne fournit des lignes directrices générales relatives à la conception, au choix des matériaux, à la qualification, à la certification et aux détails des essais concernant les tuyaux flexibles de transfert de gaz naturel liquéfié (GNL) destinés au transfert offshore ou aux installations côtières exposées aux intempéries.
- Partie 3 : Systèmes de transfert offshore : Cette partie fournit des lignes directrices relatives à la conception de systèmes de transfert de gaz naturel liquéfié (GNL) destinés à être utilisés dans les installations de transfert offshore ou dans les installations côtières exposées aux intempéries.

Nota : Les parties 2 et 3 de cette norme n'entrent pas dans le périmètre de l'étude et ne seront donc pas traitées.

#### 6.2.2.2. CONTENU DU DOCUMENT

La norme EN 1474-1 est composée de 10 chapitres et de 5 annexes :

- Chapitres 1, 2 et 3 : Domaine d'application, références normatives et définitions,
- Chapitre 4 : Conception des bras

- Chapitre 5 : Systèmes de sécurité
- Chapitre 6 : Connexion au navire
- Chapitre 7 : Systèmes de contrôle hydraulique et électrique
- Chapitre 8 : Contrôle et essais
- Chapitre 9 : Contrôle et assurance de la qualité
- Chapitre 10 : Documentation exigée
- Annexe A (informative) Matériaux
- Annexe B (informative) Système de contrôle permanent des positions (CPMS)
- Annexe C (informative) Suggestions pour le réglage des alarmes des bras et l'activation des ESD/ERS
- Annexe D (normative) Tableaux D.1 à D.17 et Figures D.1 à DA
- Annexe E (informative) Figures E1 à E3
- Bibliographie

#### 6.2.2.3. Présentation des points clés

Dans le chapitre 4, cette norme indique les règles de conception à suivre pour les bras de transfert : implantation, description des composants...

Elle recommande l'utilisation de la nuance d'acier inoxydable 316 ou 316L voir 304L dans certains environnements spécifiques et présente également les points de l'analyse des contraintes à mener pendant la phase de conception.

Le chapitre 5 de cette norme décrit les systèmes de sécurité et notamment :

- le système d'arrêt et d'alarme à deux phases ;
- le système de contrôle et d'alarme de position des bras ;
- le système de déconnexion d'urgence (ERS).

Le chapitre 6 se focalise sur la connexion entre le bras de transfert et le navire et décrit notamment le système de connexion/déconnection rapide (QCDC).

#### 6.2.2.4. AVIS SUR LE DOCUMENT

La partie 1 reprend les recommandations de l'OCIMF en les adaptant au cas du transfert de GNL. Elle aide à établir/respecter un cahier des charges pour le bras de transfert mais elle ne fixe pas tous les détails relatifs à la conception et à la fabrication des pièces normalisées et des raccords des bras de chargement/déchargement.

Notons qu'il n'apparaît pas de différence de conception pour la sécurité entre les bras de chargement et de déchargement.

Le contenu de cette Norme Européenne vient compléter les normes et règlements locaux ou nationaux, et s'ajoutent aux dispositions des normes EN 1532 et EN 1473.

#### 7. **GUIDES PROFESSIONNELS**

#### 7.1. BP PROCESS SAFETY SERIES

#### 7.1.1. OBJET DU GUIDE

Ce document a été rédigé par la société British Petroleum (BP).

Ce guide est conçu comme un supplément à des formations sur la sécurité des opérateurs, des manuels et des procédures opératoires.

Ce document n'a pas pour vocation de prescrire des exigences mais plutôt de présenter les bonnes pratiques en s'appuyant sur l'expérience et sur des essais réels.

#### 7.1.2. CONTENU DU DOCUMENT

Ce guide est constitué de 12 chapitres et 8 annexes.

En guise de préambule, le document explique brièvement la place du GNL dans le monde.

Les premiers paragraphes présentent les propriétés et les risques inhérents au GNL.

Ensuite, il poursuit par les grands principes de la « safety » liés au stockage (réservoirs) et aux opérations de transfert du GNL (bras de transfert). Pour cela il traite en outre de la protection incendie active et passive, de la détection feu et gaz, des mesures de contrôle des épandages, des plans de secours...

#### 7.1.3. Presentation des points cles

Les points clés de cet ouvrage résident dans l'expérience de BP sur l'exploitation du GNL.

En effet, le principal attrait concerne les tests de feux et de procédés d'extinction en réel réalisés et les résultats obtenus.

Les principales conclusions et recommandations issues de ces tests concernent :

- Les moyens de protection passifs contre l'incendie,
- Les moyens de protection actifs contre l'incendie (eau, mousse, poudre...),
- Les moyens de détection.

#### 7.1.4. AVIS SUR LE DOCUMENT

Ce guide pratique est d'une grande utilité pour bien appréhender les risques associés au GNL. Il apporte une bonne aide sur des points particuliers de la sécurité au travers des connaissances et du retour d'expérience de grands pétroliers.

## 7.2. OCIMF: « DESIGN AND CONSTRUCTION SPECIFICATION FOR MARINE LOADING ARMS »

#### 7.2.1. OBJET DU GUIDE

Il s'agit d'un guide technique qui présente les exigences minimales pour les bras de chargement / déchargement et leurs équipements annexes pour charger et/ou décharger les bateaux et chalands sur les terminaux maritimes conventionnels.

#### 7.2.2. CONTENU DU DOCUMENT

Ce guide se présente en 3 parties, les parties 2 et 3 servant d'annexes à la première :

- glossaire et abréviations
- introduction
- objet et champ
- partie I Spécification
  - o design, standards de construction et bonnes pratiques
  - o détails du design et des besoins
  - o matériaux
  - o design
  - o pivots et supports
  - o coupleurs de connexion/déconnexion rapide (QC/DC)
  - o systèmes de déconnexion d'urgence (ERS)
  - o accessoires
  - o systèmes hydrauliques
  - o contrôles
  - o composants électriques
  - test
  - o contrôle qualité et assurance qualité
  - o documentation à fournir
- partie II Tableaux et schémas
- partie III Guide des parties 1 et 2.

#### 7.2.3. Presentation des points cles

Ce document émet deux interdictions :

- l'usage d'aluminium pour des éléments de la structure ou transportant le produit est interdit ;
- l'utilisation de matériel de scellement qui pourrait conduire au blocage de composants hydrauliques est strictement interdite.

Ce document recommande par ailleurs l'utilisation d'acier-inox pour les composants des systèmes hydrauliques et de lubrification et précise qu'une bride d'isolement ou un joint intégral doit être prévu pour isoler électriquement le bateau du bras.

Concernant les bras de transfert de gaz liquéfiés en particulier, la norme précise que :

- les bras de chargement de gaz liquéfiés doivent être équipés avec un système de purge par gaz inerte.
- l'ERC doit intégrer un dispositif de stockage d'énergie pour assurer la séparation correcte malgré la présence éventuelle de glace.

#### 7.2.4. AVIS SUR LE DOCUMENT

Ce document concerne tous les bras de chargement/déchargement bateau quel que soit le produit en transit.

Ce document doit être utilisé dans la phase de conception et d'achat du bras de transfert en lui-même.

## 8. <u>ANALYSE DES GUIDES, NORMES ET AUTRES</u> <u>DOCUMENTS</u>

#### 8.1. Introduction

Pour les installations d'exploitation de GNL, les trois normes majeures retenues dans l'analyse suivante seront :

la norme européenne : EN 1473,
la norme américaine : NFPA 59A,
la norme canadienne : CSA Z276.

Les objectifs de ces trois normes sont similaires : recommander ou prescrire des méthodes et des règles minimales pour assurer une conception, une construction, et une exploitation des installations de GNL dans de bonnes conditions de sécurité en garantissant la protection des biens, des personnes et de l'environnement.

A ces codes sont ajoutées des normes plus spécifiques aux réservoirs de stockage et/ou interfaces de transfert (bras et lignes) :

- codes plus orientés sur les réservoirs de stockage de GNL métalliques : API 620, EN 14620-1,
- codes plus orientés sur les réservoirs de stockage de GNL en béton : EN 14620-1 et API 625.
- codes et guide orientés sur les bras de transfert : EN1474-1, EN1532 et OCIMF.

La différence fondamentale d'approche entre ces normes européennes et américaines (ou canadiennes) réside dans la prise en compte des risques spécifiques.

- les normes européennes, liées aux contextes industriels, exigent la réalisation d'analyses de risques spécifiques et détaillées, qui doivent servir de base pour la prise en compte de la sécurité,
- les normes américaines et canadiennes n'ont pas la même approche et n'exigent pas d'analyse de risques spécifiques. Elles imposent plutôt des prescriptions bien précises. A noter que l'approche de la norme API 625 tend à se rapprocher de la philosophie européenne dans l'approche de l'analyse de risques.

## 8.2. ANALYSE COMPAREE DES DOMAINES D'APPLICATION DES DOCUMENTS CONSULTES

Afin de permettre d'avoir une vision rapide des domaines d'application des documents étudiés, présentés dans les parties précédentes, le tableau cidessous a été réalisé. Il permet de connaître :

- si le document concerne la conception et/ou l'exploitation,
- quel type de réservoir est traité dans le document,
- quelles sont les installations étudiées dans le document.

	EN 1473	EN 14620-1	NFPA 59A	API 620 App. Q&R	API 625	CSA Z276-07	BP Safety Book	EN 1474	EN 1532	OCIMF
Conception	X	X	X	X	X	Х		X	Х	X
Exploitation	X		X			Х	X		X	
Substance	GNL	GNL+ autres	GNL	GNL+ autres	GNL+ autres	GNL	GNL	GNL	GNL	Prod. pétr.
Réservoirs	Х	X	Х	Х	Х	Х	Х			
T <sub>min</sub> (°C)		-165		R : -51 à 4 Q : -168	-198					
Nature cuve		acier		acier	acier ou béton					
Simple intégrité	Х	X	X	Х	Х	Х	Х			
Double intégrité	Х	X	X	Х	Х	Х	Х			
Intégrité totale	Х	Х	Х	Х	Х	Х	Х			
Membrane	Х	X	X (2)			Х				
Semi enterré	X (1)									
Enterré	X (1)		X			Χ	Х			
En fosse	X (1)									
Interfaces ship/shore	Х		Х			Х	Х	Х	Х	Х
Bras de transfert	X		X			Χ	X	Χ	X	X
Lignes de transfert	Х		Х			Х	Х	Х		
Equipements annexes	X		X			X	Х			
Pompes associées	Х		Х			Х	Х			
Réseaux Torches/évents	Х		Х			Х				

Légende : une croix désigne le domaine d'application de la norme.

Note 1 : Brièvement mentionné dans le code sans détails Note 2 : Mentionné seulement dans la liste des définitions

Tableau 9 : Domaines d'application traités dans les différents codes

## 8.3. COMPARAISON DES PRESCRIPTIONS CONCERNANT LES STOCKAGES ET EQUIPEMENTS ASSOCIES

#### 8.3.1. Introduction

L'objectif de ce chapitre est de réaliser une analyse comparative des prescriptions issues des différents codes concernant les réservoirs de stockage de GNL. Pour cela, pour chaque thème, un tableau détaille les prescriptions et recommandations des normes analysées et se termine par une ligne « bonnes pratiques » constatées sur différents projets.

Pour les réservoirs de stockage, les thèmes suivants seront analysés :

- les distances de sécurité pour l'implantation des réservoirs de stockage,
- la résistance des réservoirs face au séisme,
- le sur-remplissage,
- la protection contre les risques de mise en dépression des réservoirs,
- la protection contre risques de surpression des réservoirs (incluant le réseau évent/torche),
- la surveillance de la température des réservoirs,
- le contrôle de la température des fondations,
- la prévention des sources d'ignition et le classement de zone,
- la détection de fuites, feu et gaz,
- la limitation de fuites gestion des épandages,
- les systèmes d'arrêt d'urgence,
- la protection contre les impacts,
- les moyens de lutte contre l'incendie.

Un tableau supplémentaire détaille les prescriptions et recommandations des normes analysées concernant les pompes.

Les principales exigences relatives aux différentes fonctions sont précisées dans les paragraphes pages suivantes.

A noter que, sauf mention contraire, la CSA Z276 fait systématiquement référence à la NFPA 59A de 2009.

Les asservissements associés aux instruments identifiés, ainsi que d'autres exigences, sont repris uniquement dans les tableaux en annexe 5. On se reportera donc aux tableaux en annexe 5 pour plus de détails (tableaux 19 à 34 en pages 2 à 31 de l'annexe 5).

#### 8.3.2. LES DISTANCES DE SECURITE

Les documents donnent des informations sur les distances de séparation entre réservoirs et les distances entre les réservoirs et les limites de propriété.

Les guides précisent que ces distances sont déterminées en fonction d'une évaluation des risques et des évaluations des conséquences (EN 1473, NFPA 59A, CSA Z276, API 625).

Certains documents donnent en plus des **distances minimales entre** réservoirs :

- EN 1473 : « L'espace entre deux réservoirs doit être au moins égal à un demi-diamètre de l'enceinte secondaire du plus grand réservoir » ;
- NFPA 59A: « Un quart de la somme des diamètres des réservoirs adjacents (avec un minimum d'1,5 m) »;
- CSA Z276: Pour les réservoirs de confinement double et de confinement total, « la distance de sécurité ne doit pas être inférieure à la moitié du diamètre du plus gros réservoir. ».

Enfin, ils fournissent parfois des **distances minimales entre les réservoirs et les limites de propriété (**NFPA59 et CSA Z276) : « Une distance minimale entre les bords de la cuvette ou le système de drainage et les limites d'un terrain constructible doit être observée :

- de 23 m pour des stockages (cumul des capacités) de moins de 265 m<sup>3</sup>.
- de 0,7 fois le diamètre du réservoir avec un minimum de 30 m si la capacité cumulée est de plus de 265 m<sup>3</sup>.

#### 8.3.3. RESISTANCE AU SEISME

Les normes reposent sur le même principe basé sur la définition de deux séismes de référence :

- un premier séisme de référence « Operating Basis Earthquake (OBE) » est le séisme maximal n'entraînant aucun dommage et pour lequel un redémarrage et un fonctionnement peuvent être effectués en toute sécurité:
- un second séisme de référence « Safe Shutdown Earthquake (SSE) » est le séisme maximal pour lequel les fonctions et les mécanismes essentiels de mise en sécurité sont conçus pour être préservés.

A noter que dans l'API 625, un troisième type de séisme est à considérer, « Aftershocke Level Earthquake (ALE) », qui correspond à la prise en compte, à la suite d'un SSE, de répliques sismiques possibles et de moindre intensité.

Les équipements (réservoirs, rétention, sécurités...) sont classés en catégories selon des critères tels que l'aptitude au fonctionnement, l'intégrité, la stabilité pour les types de séisme de référence.

La différence entre les normes provient de la façon de déterminer ces séismes de référence. Certaines précisent des hypothèses sur la hauteur de liquide à considérer.

Exigences principales	EN 1473	EN 14620	NFPA 59A CSA Z276-07	API 625
OBE	Manière probabiliste: probabilité d'occurrence minimale égale à un séisme tous les 475 ans  Manière déterministe: accélération d'un OBE égale à la moitié de celle d'un SSE pour cette approche. Possibilité de réduire selon la disponibilité requise des installations.	Le mouvement du sol pour un séisme OBE doit correspondre au mouvement représenté par les spectres de réponse amortis de 5% ayant une probabilité d'excédance de 10% sur une période de 50 ans (intervalle moyen de récurrence de 475 ans).	Le mouvement du sol pour un séisme OBE doit correspondre au mouvement représenté par les spectres de réponse ayant une probabilité d'excédance de 10% sur une période de 50 ans (intervalle moyen de récurrence de 475 ans).	Séisme ayant une probabilité de dépassement de 10% en 50 ans, soit l'équivalent d'un temps de retour de 475 ans (cf. API 620, annexe L).
SSE	Manière probabiliste: probabilité d'occurrence minimale égale à un séisme tous les 5 000 ans.  Manière déterministe: SSE correspond au séisme maximal historiquement vraisemblable susceptible de se produire; son épicentre positionné de la façon la plus pénalisante.	Le mouvement du sol pour un séisme SSE doit correspondre au mouvement représenté par les spectres de réponse amortis de 5% ayant une probabilité d'excédance de 1% sur une période de 50 ans (intervalle moyen de récurrence de 4 975 ans).	Séisme ayant une probabilité de dépassement de 2% en 50 ans, soit l'équivalent d'un temps de retour de 2475 ans.	Séisme ayant une probabilité de dépassement de 2% en 50 ans, soit l'équivalent d'un temps de retour de 2475 ans (cf. API 620, annexe L).
ALE				La moitié d'un SSE.
Exigences sur niveau de liquide à considérer		х		х

Légende : une croix désigne l'existence de cette exigence dans la norme.

Tableau 10 : Comparaison synthétique des prescriptions concernant les tenues au séisme pour les réservoirs

#### 8.3.4. LE SUR-REMPLISSAGE

Des instruments de mesure du niveau de liquide sont requis pour surveiller le risque de sur-remplissage. En complément de ces systèmes de mesures instrumentés, une marge de sécurité est prise en compte dans la conception des réservoirs pour éviter les risques de débordement.

Les principales exigences relatives au surremplissage sont précisées dans le tableau ci-dessous. A noter que la norme EN 1473 renvoie aux règles de construction et de conception détaillées de la norme EN 14620-1 et que la CSA Z276-07 comporte les mêmes exigences que la NFPA 59A version 2009.

Exigences principales	EN 1473	EN 14620	NFPA 59A	CSA Z276-07	API 625
Deux mesures de niveau indépendantes + deux alarmes niveau haut + deux alarmes niveau très haut	х	Х	X	х	Х
Une alarme niveau (très) haut indépendante des niveaux en continu	х		Х	х	
Hauteur libre minimale au dessus du liquide de 300 mm minimum		Х			х
Système de trop-plein pour éviter au liquide d'atteindre la soupape			Х	х	

Légende : une croix désigne l'existence de cette exigence dans la norme.

Tableau 11 : Comparaison synthétique des prescriptions concernant les protections contre le sur-remplissage des réservoirs

## 8.3.5. PROTECTION CONTRE LES RISQUES DE MISE EN DEPRESSION DU RESERVOIR

Les risques de mise en dépression du réservoir peuvent être dus :

- à la variation de la pression atmosphérique,
- aux pompes d'aspiration du liquide,
- à l'aspiration des compresseurs d'évaporation,
- à l'injection de GNL dans l'espace vapeur (ciel gazeux du réservoir).

Exigences principales	EN 1473	EN 14620	NFPA 59A	CSA Z276-07	API 625
Mesure de pression en continu		Х	Х	Х	х
Instrumentation de détection de pression trop basse indépendante des mesures en continu		х			
Pression trop basse génère arrêt compresseurs et pompes et injection gaz « casse-vide »	Х				
Protection par des soupapes casse-vide	Х	Х	Х	Х	Х
Nombre de soupapes casse-vide (philosophie n+1)	Х	х			х
Mesure de pression absolue dans espace annulaire			х	х	x (nb 2)

Légende : une croix désigne l'existence de cette exigence dans la norme.

Tableau 12 : Comparaison synthétique des prescriptions concernant les mesures de protection contre les risques de mise en dépression

#### 8.3.6. Protection contre les risques de surpression

#### 8.3.6.1. DISPOSITIF DE PROTECTION

Les risques de surpression à l'intérieur du réservoir peuvent être dus :

- à l'évaporation résultant d'un apport thermique (un feu par exemple),
- au déplacement du niveau de liquide dû au remplissage ou au retour gaz du méthanier pendant le chargement,
- à un flash lors du remplissage,
- aux variations de la pression atmosphérique,
- au recyclage d'une pompe immergée,
- au basculement de couches (roll-over).

Exigences principales	EN 1473	EN 14620	NFPA 59A	CSA Z276-07	API 625
Mesure de pression en continu	X	х	х	X	x (Nb 2)
Instrumentation de détection de pression trop haute indépendante des mesures en continu	X	х			
Mesure de la masse volumique du GNL sur hauteur de liquide	Х	Х			Х
Prévention du roll-over	Х	Х			Х
Protection par des soupapes	Х	Х	Х	Х	Х
Nombre de soupapes (philosophie n+1)	Х	Х	Х	Х	Х
Disque de rupture si roll-over non pris en compte dans dimensionnement soupapes	Х				

Légende : une croix désigne l'existence de cette exigence dans la norme.

Tableau 13 : Comparaison synthétique des prescriptions concernant les mesures de protection contre les risques de surpression

#### 8.3.6.2. Systeme de torche et de mise a l'event

Comme détaillé dans le paragraphe 3.3.9, le gaz d'évaporation du réservoir est récupéré par un système de compression et de traitement appelé « BOG system ». En cas de défaillance de ce système, la pression augmente dans le réservoir et des voies de secours sont prévues pour évacuer l'excédent de pression suivant les niveaux de seuils de pression atteint.

Usuellement, les systèmes d'évacuation de pression peuvent être définis sur trois niveaux :

- Niveau 1 : récupération et traitement du gaz d'évaporation par le système BOG,
- Niveau 2 : collecte du gaz des soupapes vers la torche pour être brûlé (si requis),
- Niveau 3 : Rejet des soupapes directement vers l'atmosphère.

Les exigences sur le réseau concernent la nécessité de collecte des gaz (soupapes, espace gazeux du réservoir) au réseau torches/évents, tout en évitant un torchage continu (cf. EN 1473). La position des points de rejets ainsi que le dimensionnement sont des points également évoqués dans les différents textes.

On se reportera au tableau en annexe 5.

#### 8.3.7. SURVEILLANCE DE LA TEMPERATURE DES RESERVOIRS

Une mesure de température est fournie :

- (1) Pendant la mise en froid pour contrôler l'opération et éviter une chute de température trop brutale fragilisant l'acier de la cuve,
- (2) Pendant l'exploitation du réservoir :
  - Instrument LTD (Niveau / Température / Densité): l'objectif est de contrôler en permanence le niveau, la température et la densité du GNL à l'intérieur du réservoir. La connaissance de ces valeurs à travers chaque couche de liquide, sur toute la hauteur, permet d'éviter les situations pouvant conduire à un évènement de roll-over.
  - Système de détection de fuite de la cuve primaire : détecteurs de mesure de la température installés dans l'espace annulaire (entre cuve primaire et secondaire) au niveau de la robe de la cuve primaire et de la cornière. Cette surveillance en continu de la température permet d'identifier une fuite de la cuve primaire vers la cuve secondaire.
  - Sondes de température sur la surface chaude de l'isolation (paroi et fond) afin de pouvoir détecter toute fuite et toute détérioration de l'isolation due, par exemple à un tassement;
- (3) Pour contrôler le système de réchauffage de fondation (cf. paragraphe suivant).

Les exigences concernent, pour l'ensemble des 5 textes, l'installation de mesures de température en différents endroits.

Exigences principales	EN 1473	EN 14620	NFPA 59A	CSA Z276-07	API 625
Mesure de la phase liquide	Х	Х			
Mesure de la phase gaz	Х	Х			
Mesure de la paroi et du fond de l'enceinte primaire	X	Х			Х
Mesure de la paroi et du fond de l'enceinte secondaire	х				
Détection de fuite pour cuve primaire par chute de température		х			
Mesure ponctuelles (chantier, contrôle annuel) que pour la mise en froid			Х	х	

Légende : une croix désigne l'existence de cette exigence dans la norme.

Tableau 14 : Comparaison synthétique des exigences sur la surveillance de la température à l'intérieur des réservoirs

#### 8.3.8. CONTROLE DE LA TEMPERATURE DES FONDATIONS

Lorsque la température du sol sur lequel repose le réservoir est susceptible de chuter de manière importante, le gel s'infiltre dans les couches souterraines, des lentilles de glace se forment dans le sol (essentiellement dans les sols granuleux) et l'accroissement de ces lentilles de glace finit par générer d'intenses efforts de dilatation qui soulèvent et endommagent le réservoir ou des parties du réservoir (par exemple, les tuyauteries au bas du réservoir).

Afin d'éviter ce phénomène, il est nécessaire de prévoir un système de chauffage au niveau des fondations.

Une surveillance fréquente de la performance du système de chauffage est essentielle en ce sens qu'elle permet de révéler les premiers signes d'une fuite du réservoir. En cas de fuite, la sonde de température située à proximité de l'endroit de ladite fuite détecte une chute brusque de température.

Exigences principales	EN 1473	EN 14620	NFPA 59A	CSA Z276-07	API 625
Mesures température sur radier béton ou supports des réservoirs	Х	х	х	x	Х
Système de chauffage si gonflement dû au gel prévisible		Х		х	Х
Système de chauffage redondant		х		Х	Х
Suélévation possible avec recirculation air pour éviter gel	Х	Х		х	Х

Légende : une croix désigne l'existence de cette exigence dans la norme.

Tableau 15 : Comparaison synthétique des exigences sur le contrôle de la température de fondation de réservoirs

#### 8.3.9. LA PREVENTION DES SOURCES D'IGNITION : CLASSEMENT DE ZONE

Afin de prévenir tout risque potentiel d'inflammation, des zones à risque de formation d'atmosphères explosibles sont identifiées et classées. A l'intérieur de ces zones, les sources potentielles d'inflammation sont interdites ou contrôlées.

Ce point n'est évoqué que dans l'EN 1473 (« Toute installation doit faire l'objet d'une analyse de zones dangereuses établie conformément à la CEI 60079-10 ») et dans les normes NFPA 59A et CSA Z276 (« classement de zone autour des réservoirs incluant les zones autour des décharges de soupapes, des zones de transfert, des réservoirs... »).

#### 8.3.10. LA DETECTION DE FUITES, FEU ET GAZ

Exigences principales	EN 1473	EN 14620	NFPA 59A CSA Z276-07	API 625
Détection de gaz dans radier surélevé	Х			
Détection de température sur surface chaude de l'isolation	X	x ou autre		x doit être
Surface externe du mur pour les réservoirs à intégrité totale et/ou à membrane peut être équipée de contrôle de température	X	système (chute de température, détection de gaz ou mesure de pression différentielle)		prévue pour tous les réservoirs à double intégrité ou à intégrité totale : détecteur de variation de température, de gaz ou de variation de pression différentielle
Les réservoirs de tous types, dont l'espace d'isolation n'est pas en communication avec l'enceinte primaire, doivent être équipés d'un système de circulation d'azote dans l'espace d'isolation. La surveillance de l'étanchéité de l'enceinte primaire est alors possible par détection d'hydrocarbures dans l'azote	х	х		
Systèmes de détection d'épandage de GNL, de gaz inflammable, de flamme, de chaleur, de fumée	x		Х	х

Légende : une croix désigne l'existence de cette exigence dans la norme.

Tableau 16 : Comparaison synthétique des exigences concernant les systèmes de détection des réservoirs

#### 8.3.11.LIMITATION DES FUITES — GESTION DES EPANDAGES

Les réservoirs avec le remplissage par le haut du réservoir disposent de plateforme de procédés avec des tuyauteries servant au transfert de GNL. Ces plateformes doivent être conçues pour recueillir les fuites potentielles. La norme canadienne CSA Z276 (2007) renvoie aux exigences de la NFPA 59A version de 2006.

Exigences principales	EN 1473	EN 14620	NFPA 59A CSA Z276-07	API 625
Cuvette de rétention individuelle ou combinées	x Pour simple intégrité	x Pour simple intégrité	x	X Pour simple intégrité
	110% volume maxi	Intégralité volume	100 ou 110% selon qu'elles sont combinées, selon hauteur, dimensionnem ent vague	Intégralité volume
	Drainage vers puisard	Evacuation eaux pluie ou incendie	Drainage pour évacuation	
Double intégrité	Murs rétention à moins de 6 m enceinte primaire		Murs rétention	Murs rétention à moins de 6 m enceinte primaire
	110% volume maxi		Pas de scenario de fuite si remplissage par le haut du réservoir	
	Drainage vers puisard			
Sphérique : rétention nécessaire	х			
Autres technologies	Pas de scenario de fuite		Enveloppe extérieure fait office de rétention Pas de scenario de fuite si remplissage par le haut du réservoir	Enveloppe extérieure fait office de rétention Pas de scenario de fuite si remplissage par le haut du réservoir

Légende : une croix désigne l'existence de cette exigence dans la norme.

Note : la NFPA 59A précise des hypothèses de fuite (débit et durée de fuite) lorsqu'il y a pénétration de tuyauterie en dessous du niveau de liquide avec ou sans vanne d'isolement interne.

### Tableau 17 : Comparaison synthétique des exigences concernant la gestion des épandages sur les réservoirs

#### Notes:

1/ Pour un terminal de regazéification, le débit de la ligne de déchargement en provenance des méthaniers vers les réservoirs est plus important que le débit de chargement de l'unité de liquéfaction vers les réservoirs.

2/ Pour un terminal de liquéfaction, le débit des pompes des réservoirs vers les méthaniers est plus important que le débit des pompes des réservoirs vers l'unité de regazéification.

#### 8.3.12. SYSTEME D'ARRET D'URGENCE

Dans le cas d'un événement redouté, il est indispensable de pouvoir mettre en sécurité l'installation. Pour cela, certaines normes recommandent de disposer d'un dispositif d'arrêt d'urgence ESD (EN 1473, NFPA 59A).

Des exigences supplémentaires sont apportées par l'une ou l'autre des deux normes :

- Vanne installée au plus près des équipements et à sécurité positive, ignifugé (EN 1473);
- Vanne à sécurité positive, résistance feu si proche d'un équipement, avec commande manuelle ou automatique (NFPA 59A).

#### 8.3.13.LA PROTECTION CONTRE LES IMPACTS

Les prescriptions relatives à la protection contre les impacts se limitent à la prise en compte des risques d'agressions externes, incluant les impacts de projectiles, dans les analyses de risques (cf. EN 1473 et API 625).

A noter que le chapitre 7.3.2 b de la norme BS 7777 (remplacée par l'EN 14620) demandait à ce que le réservoir de stockage soit capable de résister à un projectile qui pourrait heurter le réservoir suite à une explosion. Pour cela elle donnait une masse et une vitesse du projectile à considérer : 50 kg à 45 m/s. Cette exigence n'est pas reprise dans la l'EN 14620.

### 8.3.14.MOYENS DE LUTTE CONTRE L'INCENDIE AUTOUR DES INSTALLATIONS DE GNI

Le gaz naturel est, à l'état gazeux, inflammable. Dans le cas d'une fuite de GNL, outre le risque cryogénique qui représente une importance certaine, un incendie peut se déclarer avec des conséquences pouvant être dramatiques. Ainsi, des moyens de lutte contre l'incendie sont installés soit pour éteindre soit pour limiter son extension et protéger des rayonnements thermiques les équipements à proximité.

A noter que l'eau est vivement déconseillée sur un épandage de GNL. En effet, l'application d'eau sur une nappe de GNL augmente très fortement l'évaporation (par la différence de température en particulier) ce qui pourrait conduire à une vaporisation importante de gaz naturel augmentant l'intensité du feu. D'autre part, la projection d'eau sur du GNL peut entrainer des transitions de phase rapide (RPT) non désirées.

Exigences principales	EN 1473	EN 14620	NFPA 59A CSA Z276-07	BP Book
Dimensionnement selon analyse de risques	х	х		
Pompes incendie	x (nb 2 mini)		x	
Prescriptions sur les systèmes d'arrosage par pulvérisation d'eau, de rideaux d'eau, de générateurs à mousse	X			X (recommandé s:mousse, poudre sèche, rideaux eau)
Système de protection fixe à poudre	x (près pompes, zones de transfert, robinets ESD et décharge soupapes		x (aux endroits stratégiques)	

Légende : une croix désigne l'existence de cette exigence dans la norme.

Tableau 18 : Comparaison synthétique des exigences concernant les moyens de lutte contre l'incendie

#### 8.3.15. Prescriptions relatives aux pompes

Comme détaillé dans le paragraphe 3.3.8, les « in-tank pump » fonctionnent à basse pression (environ 20 barg) et sont composées d'une pompe et d'un moteur immergés dans le GNL. Les pompes sont placées dans une colonne (puit de pompe) qui remonte jusqu'au dôme du réservoir.

A noter que les pompes situées à l'intérieur du réservoir sont toujours montées en « puits ». Les pompes montées en « pot » concernent un autre type de montage de pompe présente sur l'installation (pompe HP par exemple).

Ces pompes BP sont conçues pour transférer le GNL depuis le réservoir et d'augmenter la pression du liquide dans les buts suivants :

- le chargement des méthaniers ou l'alimentation des pompes HP d'envoi (« sendout »),
- le transfert vers un autre réservoir,
- la recirculation interne au réservoir (prévention du risque de roll-over),
- la recirculation des lignes de liquide pour maintenir une température basse.
- un envoi direct vers le réseau.

Les textes abordant les pompes (NF EN 1473, NF EN 1474 et API 625) rappellent la nécessité d'utiliser des pompes immergées pour éviter les pénétrations dans les parois et les fonds de cuve.

### 8.4. Comparaison des prescriptions sur les interfaces navire/terre

#### 8.4.1. Introduction

L'objectif du chapitre 8.4 est de réaliser une analyse comparative des prescriptions issues des différents codes concernant les interfaces navire / terre à savoir bras de transfert et tuyauteries. Pour cela, pour chaque thème, un tableau détaille les prescriptions et recommandations des normes analysées et se termine par une ligne « bonnes pratiques » constatées sur différents projets.

Pour les bras de transferts, les thèmes suivants seront analysés :

- les distances de sécurité dégagements des bras,
- les dispositifs de sécurité
  - o système d'arrêt d'urgence,
  - o prévention des risques d'arrachement des bras (ERS),
  - o protection au feu et à la fragilisation,
- la prévention des sources d'ignition : classement de zone,
- la détection de fuites, feu et gaz,
- la limitation des fuites gestion des épandages,
- les moyens de lutte contre l'incendie.

Un tableau supplémentaire détaille les prescriptions et recommandations des normes analysées concernant les lignes de transfert de GNL (tuyauteries).

Comme précisé au paragraphe 8.3.1, les principales exigences relatives aux différentes fonctions sont précisées dans les paragraphes pages suivantes.

A noter que, sauf mention contraire, la CSA Z276 fait systématiquement référence à la NFPA 59A de 2009.

Les asservissements associés aux instruments identifiés (asservissement en cas de détection fuite, incendie, conditions d'activation ERC, ERS ...), ainsi que d'autres exigences, sont repris uniquement dans les tableaux en annexe 5. On se reportera donc aux tableaux en annexe 5 pour plus de détails (tableaux 35 à 43 en pages 33 à 46 de l'annexe 5).

#### 8.4.2. LES DISTANCES DE SECURITE

Les codes dédiés aux bras de transfert ne prescrivent pas de distances de sécurité mais des règles de conception et d'espacement entre chaque bras.

- NF EN 1474 : « Dégagements minimaux d'au moins :
  - 0.15 m entre toute partie de bras en service et un bras en position de stockage
  - o 0.3 m entre toute partie d'un bras en service et toute structure contigüe, équipements, canalisations...
  - o 0.3 m entre toute partie adjacente des bras en service.

Les déflections doivent être prises en compte. »

 OCIMF: « Les séparations minimales requises concernent l'espacement entre chaque bras entre eux (0.30 m) et entre les bras et les équipements contigus (0.15 m).

Les déflections doivent être prises en compte. »

Ces règles sont complétées dans les différents documents (cf. annexe 5) par des exigences sur la jetée, la position par rapport aux sources d'inflammation, etc...

#### 8.4.3. DISPOSITIFS DE SECURITE

8.4.3.1. SYSTEME D'ARRET D'URGENCE (ESD), DE MISE EN SECURITE DES BRAS ET DE SECOURS

La fonction d'arrêt d'urgence ESD (ESD I) est d'arrêter et d'isoler en toute sécurité le transfert de liquide et de vapeur entre la terre et le navire dans le cas par exemple d'un feu, d'une détection de gaz, d'un niveau de réservoir haut, d'une dérive du bateau...

Un deuxième niveau d'arrêt d'urgence (ESD II) consiste en la déconnexion des bras de transfert en cas de déplacement anormal du navire par exemple (cf. chapitre 8.4.3.2).

Ces deux fonctions sont requises dans les différents documents relatifs aux transferts (EN 1473, EN 1474, EN 1532, NFPA 59A et CSA Z276, OCIMF), avec des activations manuelles et automatiques.

Les normes apportent également des renseignements sur les asservissements associés aux ESD et les détections conduisant automatiquement à un ESD (cf. annexe 5). Des exigences sur les alimentations en énergie de ces systèmes sont également notées (cf. EN 1474).

#### 8.4.3.2. Prevention des risques d'arrachement des bras (ERS)

La déconnexion au bateau des bras de transfert peut se faire par deux biais :

- le QC/QD : en fonctionnement normal, la déconnexion se fait à ce niveau (non détaillé ci-dessous),
- l'ERS qui est le système de déconnexion d'urgence : La fonction du système de déconnexion d'urgence ERS est de protéger les bras de transfert en les déconnectant dans le cas où le bateau dérive hors de leur enveloppe de fonctionnement.

A noter qu'une défaillance de l'alimentation hydraulique ou électrique ne doit pas entrainer l'activation du système ERS.

Le système ERS est requis dans les différents documents relatifs aux transferts (EN 1473, EN 1474, EN 1532, NFPA 59A).

Certains documents précisent aussi parfois :

- les modes d'activation (ESD II, détecteurs de position des bras) (cf. EN 1474, EN 1532, OCIMF);
- activation ERC que si vannes fermées de part et d'autre du déconnecteur ...) (cf. EN 1474, EN 1532, OCIMF);
- autres exigences telles que fiabilité, sécurité positive (cf. EN 1474).

On se reportera à l'annexe 5.

#### 8.4.3.3. PROTECTION AU FEU ET A LA FRAGILISATION

Différents documents (EN 1473, EN 1474, EN 1532, OCIMF) fixent des exigences vis-à-vis du comportement des tuyauteries et des équipements critiques (moteurs, vannes ESD, alimentation en énergie...) face à l'incendie et aux conditions cryogéniques.

#### 8.4.4. Prevention des sources d'ignition : classement de zone

Une analyse des zones dangereuses doit être effectuée aboutissant à un classement des zones. Les documents font référence à différentes normes (CEI 60079-10 pour EN 1473, EN 1474 et OCIMF, EN50xxx pour EN 1532, NFPA 70 et NFPA 77 pour NFPA 59A).

Des exigences précises sont parfois notées :

- Un joint isolant doit être inséré proche du TSA afin d'isoler électriquement le navire du bras de transfert – cf EN 1474, OCIMF;
- Tout risque d'étincelles dans les zones dangereuses doit être évité. [...]
   Il convient d'installer une bride d'isolation entre le navire et le terminal cf. EN 1532 ;
- Toute l'instrumentation sur la jetée doit être antidéflagrante, de sécurité intrinsèque ou d'un type certifié pour la sécurité, en accord avec les EN50014 à EN50020 – cf. EN 1532.

#### 8.4.5. LA DETECTION DE FUITES, FEU ET GAZ

Trois documents recommandent l'installation de détection de fuites de GNL et/ou de gaz, ainsi que des détecteurs de fumées et/ou de flamme en cas d'incendie. Ces détections doivent activer l'ESD (cf. EN 1473, EN 1532 et NFPA 59A).

#### 8.4.6. LIMITATION DES FUITES – GESTION DES EPANDAGES

Deux exigences apparaissent dans les textes :

- Des dispositifs de confinement des fuites doivent être prévus au niveau des bras de transfert, tenant compte des points potentiels de fuite tels que les vannes, brides... (cf. EN 1473, EN 1532) et/ou pour collecter les éventuelles fuites accidentelles sur la ligne de transfert – cf. NFPA 59A;
- Les vannes des bras doivent permettre de limiter au maximum la quantité de GNL en cas de déconnection du PERC – cf. EN 1474, OCIMF.

#### 8.4.7. MOYENS DE LUTTE CONTRE L'INCENDIE

Le quai doit être équipé des moyens de lutte contre l'incendie (EN 1473, EN 1532) pour lesquels des exigences sont précisées dans l'EN 1473.

Les systèmes de lutte contre l'incendie incluent les systèmes d'arrosage par pulvérisation d'eau, rideaux d'eau, générateurs à mousse...(EN 1473, EN 1532). Des canons à poudre peuvent être prévus pour étouffer ou contrôler un incendie (EN 1532).

#### 8.4.8. Prescriptions relatives aux tuyauteries de GNL

Les exigences relatives aux tuyauteries concernent notamment les aspects suivants :

- Interdiction de pénétration dans le fond et les parois des enceintes primaires (EN 1473) pour les réservoirs à double intégrité et intégrité totale (NFPA 59A). Certaines normes nuancent l'interdiction: une pénétration peut être possible si une vanne d'arrêt interne commandable est installée sur la tuyauterie (EN 14620, API 625) et si, pour les réservoirs à double intégrité et intégrité totale, il existe de plus une rétention déportée pouvant recueillir 110% du volume calculé en cas de rupture guillotine (API 625);
- Protection des tuyauteries pouvant enfermer du GNL par soupape (expansion thermique) ou évent thermostatique (EN 1473, NFPA 59A);
- Protection contre les chocs des tuyauteries (NFPA 59A);
- Limitation du nombre de brides (EN 1473).
- Présence de robinets d'isolement placés au plus près du piquage de soutirage des capacités sous pression (EN 1473).

#### 9. CONCLUSION

Suite aux premières recherches sur le GNL au début du XIXème siècle et à l'émergence du GNL sur le marché mondial, les premières usines commerciales apparaissent à la moitié du XIXème siècle et poursuivent de nos jours leur développement dans le monde.

Le Gaz Naturel Liquéfié (GNL) est du gaz naturel rendu liquide par refroidissement à -162°C. Ainsi, il peut être transporté à l'état liquide. L'intérêt de ce changement d'état est que, pour une même quantité de gaz naturel, le volume de GNL est environ 600 fois inférieur à celui de son état gazeux. Il est stocké dans des réservoirs réfrigérés à basse pression pouvant être de nature différente :

- Réservoirs aériens à simple, double, totale intégrité ou membrane,
- Réservoirs semi-enterrés ou enterrés,
- Réservoirs en fosse « In-Pit tank ».

La diversité de nature de réservoirs montre l'évolution des technologies avec l'objectif de réduire les empreintes au sol des stockages sur les sites et limiter le risque de fuite et l'impact d'un potentiel accident majeur. L'accidentologie ne mentionne qu'un accident avec des atteintes de personnes à l'extérieur du site avec une responsabilité liée à la nature de technologie du réservoir (paroi métallique non adaptée aux conditions cryogéniques — Cleveland 1944) en sachant que le risque encouru était connu.

Le transfert entre les bras et les réservoirs de stockage sur site se fait par l'intermédiaire de lignes et de pompes adaptées aux conditions cryogéniques.

Sur les 15 documents sélectionnés, 11 documents ont été retenus et analysés comme étant les plus pertinents pour faire connaître les bonnes pratiques en matière de conception et d'exploitation du GNL. Ces documents sont divisés en normes, guides professionnels et ouvrages sur la gestion des risques.

A la lecture des différents documents, il apparaît une approche globale et commune pour les réservoirs de stockage et les interfaces de transfert du GNL avec :

- Des documents « chapeaux » englobant l'intégralité du terminal et considérant les réservoirs ou les interfaces de transfert de GNL comme des équipements. Ceux-ci prescrivent des grandes règles d'exploitation et de protection des équipements : distance de sécurité, protection active contre l'incendie, détections... et pour les règles de conception renvoient aux codes dédiés,
- Des codes appliqués à la conception des réservoirs de stockage qui énoncent les différents types de construction de réservoir, des exigences de protection contre les surpressions ou les mises en dépression, la qualité des matériaux pour résister aux conditions cryogéniques...
- Des normes et guides liés à la conception des bras de transfert qui traitent des moyens évitant les risques d'arrachement des connexions : système d'arrêt d'urgence et de déconnexion d'urgence...

Le guide de BP est un bon support pour l'exploitation dans de bonnes conditions de sécurité du GNL.

### 10. <u>BIBLIOGRAPHIE</u>

N° de réf.	Référence documentaire
[R 1]	NF EN 1473 (2007) : Installations et équipements de gaz naturel liquéfié – Conception des installations terrestres
[R 2]	NF EN 14620 Parties 1 à 5 (2006) : Conception et fabrication de réservoirs en acier plat, verticaux, cylindriques, construits sur site, destines au stockage des gaz réfrigérés, liquéfiés, dont les températures de service sont comprises entre 0°C et – 165°C.
[R 3]	API 620 (2008) + add 2009 : Design and Construction of Large, Welded, Low-pressure Storage Tanks
[R 4]	API 625 (2010): Tank systems for Refrigerated Liquefied Gas Storage
[R 5]	49 CFR part. 193 Federal Safety Standards : Pipeline and hazardous materials safety administration, department of transportation – Liquefied Natural Gas facilities
[R 6]	NFPA 59A (2009) : Standard for the Production, Storage and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG)
[R 7]	CSA Z276-07 (2007) : Gaz Naturel Liquéfié (GNL) – Production, Stockage et Manutention.
[R 8]	NF EN 1532 (1997): Installations et équipements de gaz naturel liquéfié – Interface terre navire
[R 9]	NF EN 1474 partie 1 (2009) : Installations et équipements de gaz naturel liquéfié – Conception et essais des bras de chargement/déchargement
[R 10]	33 CFR part. 127 Federal Safety Standards : Waterfront Facilities Handling Liquefied Natural Gas and Liquefied Hazardous Gas
[R 11]	BP Process safety series N°16 (2007) : LNG Fire Protection and Emergency Response
[R 12]	OCIMF (1999) : Design and Construction Specification for Marine for Marine Loading Arms
[R 13]	LEE'S (3 <sup>rd</sup> edition): Loss Prevention in the process industries (Volume I, II & III)
[R 14]	Center for Energy Economics : LNG – Safety and Security
[R 15]	International Finance Corporation – IFC : Environmental, Health, and Safety Guidelines for Liquefied Natural Gas (LNG) Facilities
[R 16]	Présentation du Conseil pour la Réduction des Accidents Industriels Majeurs (CRAIM) – 12 juin 2008 : Transport et Stockage du GNL.
[R 17]	CH-IV International, December 2006: Safety History of International LNG Operations.
[R 18]	www.bape.gouv.qc.ca
[R 19]	www.energy.ca.gov
[R 20]	www.tokyo-gas.co.jp/index_e.html
[R 21]	www.fmctechnologies.com

### 11. LISTE DES ANNEXES

Repère	Désignation	Nombre de pages
Annexe 1	Liste des standards utilisés dans le monde sur le GNL	2
Annexe 2	Fiches présentant les documents consultés	22
Annexe 3	Accidentologie liée au GNL	4
Annexe 4	Extraits de la circulaire du 10 mai 2010 et de l'avis du Groupe de Travail « Etudes de dangers » du CSIC relatifs aux stockages cryogéniques de GNL	4
Annexe 5	Recommandations par guide	46

### ANNEXE 1 Liste des standards utilisés dans le monde sur le GNL

Réf : DRA-11-117405-03833C Annexe 1

Annexe 1

Reference	Revision	Pays	Titre	Commentaires	Status
49 CFR Part 193	1999	USA	Liquefied Natural Gas Facilities: Federal Safety Standards	Terminal – Réservoir intégré comme un équipement	
API 620	2008	USA	Design and Construction of Large, Welded, Low-Pressure Storage Tanks	Réservoirs: Seulement pour les réservoirs en aciers soudés. Aucune exigence concernant les réservoirs avec une enveloppe en béton.	
API 625	2010	USA	Tank Systems for Refrigerated, Liquefied gas storage.	Réservoirs: Intégration des réservoirs avec enveloppe extérieur en béton	
NFPA 59A	2009	USA	Standard for the Production, Storage and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG)	Terminal – Réservoir intégré comme un équipement	
ACI376	N/A	USA	Concrete structures for refrigerated liquefied gas	Réservoirs: Conception des enveloppes En interne et externe en béton précontraint.	En cours de développement
EN 1473	2007	Europe	Installation and equipment for liquefied natural gas -Design of onshore installations	Terminal – Réservoir intégré comme un équipement	
EN 14620 Part 1 to 5	2006	Europe	Design and manufacture of site built, vertical, cylindrical, flatbottomed steel tanks for the storage of refrigerated, liquefied gases with operating temperatures between -5°C and -165°C	Réservoirs: Intégration des réservoirs avec enveloppe extérieur en béton et à membrane	
BS 7777 Part 1-3	1993	UK	Flat-bottomed, vertical, cylindrical storage tanks for low temperature service	Réservoirs: Ajout des réservoirs avec Ar enveloppe externe en béton	Annulée par EN 14620
PD 7777	2000	UK	Alternative steel selection and its effect on design and testing of tanks to BS 7777	Annexe de la BS7777.	Annulée par EN 14620
EEMUA Publication No. 147	1986	U.K	Recommendation for the design and construction of the refrigerated liquefied gas storage tanks	Réservoirs: Ajout des réservoirs avec enveloppe externe en béton	
EEMUA Publication No. 207	A/N	UK	Recommendation for Double Concrete Tanks for Refrigerated Storage: Recommendations on Design, Construction and Operation.	Tanks: Inner and outer tanks designed with Ur pre-stressed concrete.	Under construction

Reference	Revision	Pays	Titre	Commentaires	Status
FIP	1982	Europe	Preliminary recommendations for the design of prestressed concrete structures for the storage of refrigerated liquefied gases (RLG)	Tanks: Rules of design for concrete outer tank, included the membrane technology.	Guide to good practice
JGA 102		Japan	Recommended practice for LNG facilities		
JGA RP-107-02		Japan	Recommended practice for LNG in-ground storage	ctice for LNG in-ground Only code dealing with the inground storage tanks	
JGA RP-108-02		Japan	Recommended practice for LNG aboveground storage		
RPIS	1979	Japan	Recommended practice for LNG in-ground storage		
KS B 6941	2007	Korea	General standard for LNG storage tanks	General information and definitions	
KS B 6942	2007	Korea	Standard for LNG storage Tanks - 9% Ni Inner tank	Design of 9% Ni steel inner tank	
KS B 6943	2007	Korea	Standard for Membrane type inner tank	Design of Membrane	
KS B 6944	2007	Korea	Standard for outer tank and foundations	Design fo concrete outer tank and foundations	

# ANNEXE 2 Fiches présentant les documents consultés

Réf : DRA-11-117405-03833C

Annexe 2

	NF E	N 1473	
Références : Installation et	équipements de gaz na	turel liquéfié – Conce	eption des installations terrestres
Date du document : Avril 20	07		
Langue: Français			
Nombres de pages :			
☐ (1-20)	☐ (20-50)	☐ (50-100)	⊠ (> 100)
Critères de classement : Document utile pour :			
□ La conception		∠'exploita	ation
Document qui traite des sy	stèmes suivants :		
⊠ Stockages GNL	⊠ Bras de t	ransfert	∠ Ligne de transfert
Utilité du document :			
	vérification d'une analys	se de risques	
☑ Pour la définition des m	esures de prévention		
☑ Pour la définition de me	sures de protection		
☑ Pour la définition des di	spositifs techniques		
	autorités		
□ Pour l'inspection par les	industriels		
	Co	<u>ntenu</u>	
		d'application	
		es normatives	
		et définitions	
		environnement	
		allations maritimes ckage et de rétentior	2
	<u>-</u>	es de GNL	ı
	•	cation du GNL	
	_	auteries	
	-	ssion du gaz naturel	
11 :	Systèmes de reprise et c	=	
	-	liaires et bâtiments	•
	13 Gestion	des dangers	
		trôle et de surveilland	ce
15	Construction, mise en s		

#### NF EN 1473

12 Préservation et protection contre la corrosion
13 Formation pour l'exploitation
14 Formation maritime avant démarrage
Annexe A (normative) Valeurs des seuils de rayonnement thermiques
Annexe B (normative) Définitions des débits de référence
Annexe C (informative) Classification sismique
Annexe D (normative) Exigences spécifiques aux pompes de GNL
Annexe E (normative) Exigences particulières au regazéificateur de GNL
Annexe F (normative) Actions pour la conception des canalisations
Annexe G (informative) Description des différentes installations terrestres de GNL
Annexe H (informative) Définition des différents types de réservoirs de GNL
Annexe I (informative) Classe de fréquence

	NF	EN 14620	
construits sur site, desti		réfrigérés, liquéfiés, dor	I plat, verticaux, cylindriques, nt les températures de service
Date du document : Sept	tembre 2010		
Langue: Français			
Nombres de pages :			
☐ (1-20)	⊠ (20-50)	☐ (50-100)	☐ (> 100)
Critères de classement : Document utile pour :			
□ La conception		∠'exploitation	n
Document qui traite des	systèmes suivants :		
	☐ Bras de	transfert	Ligne de transfert
Utilité du document :			
_			
Pour la réalisation ou	ı la vérification d'une anal	yse de risques	
☐ Pour la définition des	mesures de prévention		
☐ Pour la définition de	mesures de protection		
☐ Pour la définition des	dispositifs techniques		
☐ Pour le contrôle par l	es autorités		
□ Pour l'inspection par	les industriels		
	<u>C</u>	<u>ontenu</u>	
	Structure de la 1	<sup>ère</sup> partie : Généralités	
	4- Choi 5- Assurance qu 6- Plan pour la santé 7- Considérations géné	déférences et Définitions ix du concept alité et contrôle qualité , sécurité et environneme rales relatives à la concep n et maintenance	
	1/2/3- Domaine, R	tie : Constituants métalliq léférences et Définitions Matériaux	ues

#### NF EN 14620

5- Conception

6- Soudage

7- Contrôle

Structure de la 3<sup>ème</sup> partie : Constituants béton 1/2/3- Domaine, Références et Définitions

4- Généralités

5- Etanchéité aux vapeurs

6- Matériaux

7- Conception

8- Dispositions détaillées

9- Construction et qualité d'exécution

10- Chemisage et revêtement

Structure de la 4<sup>ème</sup> partie : Constituants isolants 1/2/3- Domaine, Références et Définitions

4- Exigences relatives à la conception, caractéristiques de performance, essais et choix des matériaux isolants

5- Protection des systèmes d'isolation – écran pare vapeur d'eau

6- Conception du système d'isolation

Structure de la 5<sup>ème</sup> partie : Essais, séchage, inertage et mise en froid

1/2/3- Domaine, Références et Définitions

4- Essais hydrauliques et pneumatiques

5- Séchage, inertage et mise en froid

6- Arrêt

	NF	PA 59A	
<b>Références</b> : Standard for the	Production, Storage	and Handling of Liqu	efied Natural Gas (LNG)
Date du document : 2009			
<i>Langue :</i> Anglais			
Nombres de pages :			
☐ (1-20)	☐ (20-50)		
Critères de classement : Document utile pour :			<b>—</b> (,
∠ La conception		∠'exploita	ation
Document qui traite des systèr	nes suivants :		
Stockages GNL     ■	□ Bras de	transfert	
Utilité du document :			
Pour la réalisation ou la vér	ification d'une analy	se de risques	
	res de prévention		
□ Pour la définition de mesure	es de protection		
	sitifs techniques		
	orités		
□ Pour l'inspection par les inc	lustriels		
	Co	ontenu .	
	1 Ad	ministratif	
		s de publications	
		éfinitions	
		ces générales	
	•	itation du site	
	•	ents de procédés	
	• •	s de stockage de GNL	_
		ts de vaporisation	_
	• •	ystèmes de tuyauteri	es
		tation et électricité	
	11 Réfrigératior	et transfert de GNL	
	=	ncendie et sécurité	
1	3 Exigences concer	nant les réservoirs As	SME
14 O <sub>I</sub>	oérations, maintena	nce et formation du pe	ersonnel
		A - Matériaux	

#### NFPA 59A

Annexe B - Conception d'installation GNL au séisme

Annexe C - Sécurité

Annexe D – Formations

Annexe E – Performance basée sur des alternatives de codes pour les installations de GNL

Annexe F - Références

	A	API 620			
Références : Design and con	nstruction of large, we	elded, low-pressure sto	orages tanks		
Date du document : Février 2	800				
Langue : Anglais					
Nombres de pages :					
☐ (1-20)	☐ (20-50)	☐ (50-100)			
Critères de classement : Document utile pour :					
□ La conception		☐ L'exploita	ation		
Document qui traite des syst	èmes suivants :				
	☐ Bras de	e transfert	☐ Ligne de transfert		
Utilité du document :					
☐ Pour la réalisation ou la v	érification d'une anal	yse de risques			
Pour la définition des mes	sures de prévention				
Pour la définition de mes	☐ Pour la définition de mesures de protection				
☐ Pour la définition des disp	☐ Pour la définition des dispositifs techniques				
☐ Pour le contrôle par les a	utorités				
□ Pour l'inspection par les i	ndustriels				
	<u>C</u>	<u>ontenu</u>			
	2 Liste des docum 3 Les 4 Les 5 La 6 La 7 L'	o du document ents cités dans l'API 6 s définitions s matériaux conception fabrication inspection marquage	20		
9	Les équipements de	pression et de mise a	u vide		

	API 62	5	
Références : Tank Systems fo	r Refrigerated Liquefied	Gas Storage	
Date du document : Août 2010			
Langue: Anglais			
Nombres de pages :			
☐ (1-20)	☐ (20-50)		☐ (> 100)
Critères de classement : Document utile pour :			
□ La conception		☐ L'exploitat	ion
Document qui traite des systèr	mes suivants :		
Stockages GNL     ■	☐ Bras de trans	fert	Ligne de transfert
Utilité du document :			
○ Pour la réalisation ou la vér	rification d'une analyse de	e risques	
Pour la définition des mesu	res de prévention		
☐ Pour la définition de mesur	es de protection		
☐ Pour la définition des dispo	sitifs techniques		
☐ Pour le contrôle par les aut	orités		
□ Pour l'inspection par les inc	dustriels		
	Conter	<u>ıu</u>	
	1 Doma	ine	
	1.1 Généra		
	1.2 Applica 1.3 Configu		
	1.4 Réservoirs r		
	1.5 Réservoirs	•	
	1.6 Lim	ite	
	2 Références n		
	3 Définitions et a		
	3.1 Généra		
	3.2 Définii 4 Responsa		
	4.1 Généra		
	4.2 Information sur		
	5 Choix sur la concep		

#### **API 625**

- 5.1 Généralités
- 5.2 Réservoir à simple confinement
- 5.3 Réservoir à double confinement
  - 5.4 Réservoir à confinement total
- 5.5 Guide dans le choix de réservoir
- 6 Critères de conception et de performance
  - 6.1 Généralités
  - 6.2 Espacements requis
  - 6.3 Niveau de liquide et volume
    - 6.4 Critères de performance
    - 6.5 Critères de conception
      - 6.6 Analyses sismiques
        - 6.7 Fondations
- 6.8 Système de protection thermique pour les coins des réservoirs en béton
  - 7 Accessoires
  - 7.1 Généralités
    - 7.2 Accès
  - 7.3 Tuyauteries de procédés
    - 7.4 Vannes de décharges
      - 7.5 Instrumentation
  - 7.6 Accessoires de fondation
  - 7.7 Feu, gaz et fuites cryogéniques
    - 7.8 Electricité
      - 7.9 Divers
  - 8 Assurance qualité et contrôle qualité
    - 8.1 Introduction
    - 8.2 NDE, Test et tolérances
      - 9 Isolation
      - 9.1 Conception
      - 9.2 Exigences générales
  - 9.3 Système de protection thermique pour l'isolation
    - 9.4 Parois externes et isolation du toit
      - 9.5 Isolation de la paroi interne
      - 9.6 Isolation du toit suspendu
  - 9.7 Pénétrations et Isolation de la tuyauterie interne
    - 9.8 Spécifications de l'isolation
    - 10 Activités après construction
      - 10.1 Domaine
      - 10.2 Généralités
    - 10.3 Tests pneumatiques et hydrostatiques
      - 10.4 Séchage et purge
        - 10.5 Mise en froid
          - 11 Marquage
          - 11.1 Plaques
        - 10.2 Certification
          - 10.3 Rapports

Annexe A (informative) Propriétés du gaz

Annexe B (informative) Recommandations et installations des fondations

Δ	PI	625

Annexe C (informative) Commentaires sur les types de réservoirs Annexe D (informative) Recommandations sur le choix du réservoir basé sur l'analyse de risques

	CSA	Z276-07	
<b>Références :</b> Gaz Naturel Liq	uéfié (GNL) : Product	tion, stockage et man	utention
Date du document : Mars 200	8		
Langue : Français			
Nombres de pages :			
☐ (1-20)	☐ (20-50)	⊠ (50-100)	
Critères de classement : Document utile pour :			
		∠'exploita	ation
Document qui traite des syste	èmes suivants :		
⊠ Stockages GNL	⊠ Bras de	transfert	
Utilité du document :			
□ Pour la réalisation ou la verte la réalisation ou la réalisation	érification d'une analy	se de risques	
□ Pour la définition des mes	ures de prévention		
	ires de protection		
	ositifs techniques		
Pour le contrôle par les au	utorités		
□ Pour l'inspection par les ir	ndustriels		
	<u>Cc</u>	<u>ontenu</u>	
	0.1-4	and a three	
		roduction	
		e d'application e de référence	
	=	éfinitions	
		nce générale	
	=	oppement futur	
		étroactivité	
	4.3 A	Adoptions	
	4.4 Centre	de commande	
4.9	5 Système de gestion	de la sécurité et des	pertes
	4.6 F	Registres	
5	Dispositions relatives	à l'emplacement de l	'usine
		énéralités	
5.2 Dispositions important	es pour le contrôle de	es déversements acci	dentels et des fuites sur le site

#### **CSA Z276-07**

5.3 Bâtiments et autres ouvrages

5.4 Compétence des concepteurs

5.5 Protection du sol pour l'équipement cryogénique

5.6 Chute de glace et de neige

5.7 Béton de construction

5.8 Réservoir de GNL souterrains

6 Equipement de procédé

6.1 Généralités

6.2 Stockage des frigorigènes et des liquides inflammables

6.3 Equipement de procédé

7 Réservoirs de stockage de GNL fixes

7.1 Généralités

7.2 Réservoirs en métal

7.3 Réservoirs en béton

7.4 Marquage des réservoirs de GNL

7.5 Mise à l'essai des réservoirs de GNL

7.6 Dispositifs d'évent

7.7 Qualification du personnel affecté à l'assurance de la qualité

8 Installation de vaporisation

8.1 Types de vaporisateurs

8.2 Conception et matériaux de construction

8.3 Tuyauterie des vaporisateurs, tuyauterie du fluide intermédiaire et stockage

8.4 Dispositifs d'évent des vaporisateurs

8.5 Alimentation en air de combustion

8.6 Produits de combustion

9 Tuyauterie et composants

9.1 Généralités

9.2 Matériaux de construction

9.3 Installation

9.4 Supports de tuyauterie

9.5 Identification de la tuyauterie

9.6 Inspection et mise à l'essai de la tuyauterie

9.7 Purge de la tuyauterie

9.8 Soupapes de décharge et de sûreté

9.9 Protection contre la corrosion

10 Instrument et équipement électrique

10.1 Contrôle du niveau de liquide

10.2 Manomètres : réservoirs de GNL

10.3 Vacuomètres

10.4 Indicateurs de température

10.5 Arrêt d'urgence

10.6 Appareillage électrique

10.7 Mise à la terre et continuités des masses

11 Transfert de GNL et de frigorigènes

11.1 Généralités

11.2 Tuyauteries

11.3 Commandes du poste de pompage et de compression

11.4 Activités maritimes de réception et d'expédition

#### CSA Z276-07

11.5 Installation de chargement et de déchargement des citernes routières

11.6 Raccordement aux réseaux de canalisations

11.7 Tuyaux flexibles et bras

12 Protection incendie et mesures de sécurité et de sûreté

12.1 Généralités

12.2 Systèmes d'arrêt d'urgence

12.3 Maitrise du feu et des fuites

12.4 Réseau d'eau-incendie

12.5 Extincteurs et autre équipement de lutte contre l'incendie

12.6 Maintenance de l'équipement de protection incendie

12.7 Sûreté

12.8 Sécurité du personnel

12.9 Autres activités

12.10 Télécommunications et éclairage

13 Exploitation et maintenance des installations et formation du personnel

13.1 Généralités

13.2 Exigences fondamentales

13.3 Documentation des méthodes d'exploitation

13.4 Maintenance

13.5 Formation

13.6 Exigences relatives à la sûreté de l'exploitation

Annexe A (informative) Calcul parasismique des usines de GNL

Annexe B (informative) Lignes directrices visant les petites installations de GNL

	BP Process	s Safety N°16	
<b>Références :</b> LNG Fire Pro	tection & Emergency Re	sponse	
Date du document : 2007			
Langue: Anglais			
Nombres de pages :			
☐ (1-20)	☐ (20-50)	☐ (50-100)	
Critères de classement : Document utile pour :			
☐ La conception		∠'exploita	ation
Document qui traite des sys	tèmes suivants :		
	Bras de te     Bras de te	ransfert	
Utilité du document :			
□ Pour la réalisation ou la	vérification d'une analys	e de risques	
□ Pour la définition des metros	esures de prévention		
□ Pour la définition de me	sures de protection		
□ Pour la définition des dis	spositifs techniques		
□ Pour le contrôle par les	autorités		
□ Pour l'inspection par les	industriels		
	<u>Cor</u>	<u>ntenu</u>	
	1 Introduc	ction to LNG	
		story of LNG	
	1.2 Basic LNG produc		low
	•	terminal facilities properties	
	·	composition	
		yogenics	
		prittlement	
	2.4 Heat of vaporiza	ation and "cold burns	5"
		d specific gravity	
	<u> </u>	ind vapour pressure	
		nposition/weathering	
		nmability limits	ooray.
	2.9 Auto ignition temper	rature and ignition er	lergy

#### **BP Process Safety N°16**

3 LNG Hazards

3.1 Vapour clouds and vapour dispersion

3.2 Vapour cloud visibility

3.3 Effects of heavy rainfall on LNG

3.4 Flash fires

3.5 Radiant heat hazards

3.6 Explosion hazards

3.7 Boiling Lisuid Expanding Vapour Explosion

3.8 Rapid Phast Transition

3.9 Test and experiments RPT's

3.10 Rollover

3.11 Geysering

3.12 Personnel LNG and cryogenic hazards

4 Tanks, containment and spill control

4.1 Tanks

4.2 Aboveground tanks

4.3 LNG tank types

4.4 Tank instrumentation and alarms

4.5 Internal pumps

4.6 Power supply to pumps

4.7 Leakage into annular space/roof space

4.8 Underground storage tank

4.9 Insulation

4.10 LNG vaporizer units

4.11 Open Rack Vaporizer

4.12 Submerged Combustion Vaporizer

4.13 Spill control – impoundment/containment

4.14 Spill control objectives

4.15 Materials

4.16 LNG plant basic safety measures

4.17 Potential leaks and spills

4.18 Potential releases – cryogenics issues

4.19 Tankage and thermal radiation

5 Jetties and marine facilities

5.1 Jetties

5.2 Marine LNG tankers

5.3 LNG carrier cargo tanks

5.4 Cargo tank pressure control

5.5 Pressure, temperature and gas monitoring

5.6 Gas dangerous zones

5.7 Emergency shutdown sytems

5.8 Hard-arms and Power Emergency Release Couplers (PERC)

5.9 Firefighting systems

5.10 Manifold and valves area

5.11 Atmosphere control

5.12 Cargo transfer

5.13 Pre-arrival checks

6 Passive Fire Protection

#### **BP Process Safety N°16**

6.1 PFP capabilities

6.2 PFP ratings

6.3 Cryogenic and fire testing of PFP

6.4 Typical applications of passive fire protection

6.5 Design considerations - all types of PFP

6.6 Intumescent materials

6.7 Cementitious materials

6.8 Ceramic and mineral wool fibres

6.9 Foamglass blocks for radiant heat reduction

7 LNG, gas and fire detection

7.1 Cryogenics liquid detection

7.2 Gas detection

7.3 Fire detection

7.4 Recent incident experience

7.5 Heat detection

7.6 Flame detection

8 Spill and fire control measures

8.1 Foam for LNG vaporization reduction

8.2 LNG vapour reduction

8.3 LNG fire control and radiation reduction

8.4 Extinguishment of LNG fires

9 Emergency response plans

9.1 Scenario-specific emergency response plans

10 Personnal Protective Equipment

10.1 Plant operators

10.2 Breathing apparatus

10.3 Responder personal protective equipment

11 Codes and standards

11.1 Construction and operation of LNG facilities

11.2 Fire protection code and standard

11 Reference

Appendix A: Gas detection test work analysis

Appendix B: Foam system design considerations

Appendix C: Historical foam application data

Appendix D: LNG incidents

Appendix E: LNG road tanker incidents

Appendix F: LNG ship pre-arrival checks

Appendix G: LNG ship/shore safety checklist

Appendix H: Repeat checks during cargo operations

Page 16 sur 22

	NF E	N 1532	
Références : Installations et é	quipements relatifs au	ı gaz naturel liquéfié	- Interface terre navire
Date du document : Mai 1997			
Langue : Français			
Nombres de pages :			
☐ (1-20)		☐ (50-100)	□ (> 100)
Critères de classement : Document utile pour :	(,	(	
∠ La conception		∠'exploita	ation
Document qui traite des systèl	mes suivants :		
Stockages GNL	⊠ Bras de tr	ansfert	☐ Ligne de transfert
Utilité du document :			
☑ Pour la réalisation ou la vé	rification d'une analys	e de risques	
	ires de prévention		
☑ Pour la définition de mesur	es de protection		
☑ Pour la définition des dispo	sitifs techniques		
☑ Pour le contrôle par les aut	orités		
□ Pour l'inspection par les inc	dustriels		
	<u>Cor</u>	<u>ntenu</u>	
		oduction	
	1 Do	omaine	
	2 Référence	es normatives	
	3 Définitions	et abréviations	
	3.1 Dé	éfinitions	
		éviations	
4 Descript	tion des éléments qui		
	·	NL et risques associé	ès
	·	otion du GNL	
	•	ssociés au GNL	11
	5.3 Risques associé		1L
		térieurs potentiels	
		angereuses liées à la sécurité	
	·	néralités	

Page 17 sur 22

#### **NF EN 1532**

7.2 Dispositions de base

7.3 Précautions supplémentaires

8 Équipement du navire

8.1 Système d'amarrage du navire

8.2 Aménagement de la plate-forme de travail et de la traverse de cargaison du navire

8.3 Vannes motorisées (MOV) pour l'ESD

8.4 Dispositifs de la salle de contrôle du navire

8.5 Équipements de lutte contre le feu du navire

8.6 Protection de la structure du navire

8.7 Équipement de communication

8.8 Sécurité électrique à bord du navire

8.9 Système de pompage du GNL

8.10 Systèmes de mise en froid

8.11 Connexion pour le ravitaillement en combustible

8.12 Connexion pour l'eau douce

8.13 Dispositions pour l'accès du personnel

9 Installations de transfert navire/terminal

9.1 Généralités

9.2 Conception et construction de la jetée et des équipements associés

9.3 Bras de chargement et/ou de déchargement

9.4 Équipement de communication (voir 8.7)

9.5 Équipements et procédures de lutte contre le feu

9.6 Salle de contrôle principale

9.7 Systèmes de retour de la vapeur

9.8 Accès de l'équipage et du personnel (voir 7.2.9)

9.9 Vannes motorisées (MOV) pour l'ESD

9.10 Sécurité électrique sur la jetée

9.11 Approvisionnement du navire

10 Procédure de transfert de GNL

10.1 Conditions à respecter avant l'acceptation du navire

10.2 Conditions à respecter pour l'entrée dans le port

10.3 Conditions à respecter avant la connexion des bras de chargement et/ou de déchargement

10.4 Conditions à respecter avant le transfert de GNL

10.5 Respect des conditions de sécurité lors des opérations de transfert

10.6 Conditions à respecter après le transfert

10.7 Protection du personnel travaillant à terre et sur le navire

10.8 Responsabilités

11 Qualification du personnel

Annexe A (informative) Philosophie générale de sécurité Annexe B (informative) Bibliographie

	NF	EN 1474	
<b>Références</b> : Installations systèmes de transfert marin		fs au gaz naturel liq	uéfié - Conception et essais des
Date du document : Février	2009		
<i>Langue :</i> Français			
Nombres de pages :			
☐ (1-20)	☐ (20-50)	☐ (50-100)	
Critères de classement : Document utile pour :			
∠ La conception		☐ L'exploit	ation
Document qui traite des sy	stèmes suivants :		
Stockages GNL	⊠ Bras de	transfert	
Utilité du document :			
☐ Pour la réalisation ou la	vérification d'une analy	/se de risques	
□ Pour la définition des m	esures de prévention		
☐ Pour la définition de me	sures de protection		
	spositifs techniques		
	autorités		
□ Pour l'inspection par les	industriels		
	<u>C</u>	<u>ontenu</u>	
Nota: La partie II de	cette norme n'est pas t	raitée car son sujet e	st hors du champ de l'étude.
Partie 1 :	Conception et essais d	es bras de chargeme	nt/déchargement
		nt-propos	
		e d'application	
		ces normatives	
		itions et abréviations	
4.1 Définition d	e la longueur et de la d	otion des bras	description des bras
4.1 Delimition o	<del>-</del>	es de conception	, description des bras
	•	ons des rotations	
		ions de structure	
	4.5 A	ccessoires	
	4.6 Canalisat	ions et robinetterie	

#### **NF EN 1474**

4.7 Soudage

4.8 Protection contre la corrosion, le feu et la fragilisation

4.9 Maintenance

5 Systèmes de sécurité

5.1 Généralités

5.2 Système d'arrêt et d'alarme à deux phases

5.3 Systèmes de contrôle et d'alarme

5.4 Définition des enveloppes des alarmes

5.5 Dispositifs de sécurité

6 Connexion au navire

6.1 Généralités

6.2 Corps QCDC

6.3 Système QCDC

7 Systèmes de contrôle hydraulique et électrique

7.1 Généralités

7.2 Fonctionnement des bras

7.3 Composants hydrauliques

7.4 Composants électriques

7.5 Essais du système de commande

7.6 Dispositif de commande à distance

7.7 Équipement extérieur sur la jetée

8 Contrôle et essais

8.1 Généralités

8.2 Essais de qualification

8.3 Fabrication

8.4 Essais en usine

9 Contrôle et assurance de la qualité

9.1 Système qualité

9.2 Plan qualité

10 Documentation exigée

10.1 Documentation d'appel d'offres

10.2 Documentation contractuelle

Annexe A (informative) Matériaux

Annexe B (informative) Système de contrôle permanent des positions (CPMS)

Annexe C (informative) Suggestions pour le réglage des alarmes des bras et l'activation des ESD/ERS

Annexe D (normative) Tableaux D.1 à D.17 et Figures D.1 à D.4

Annexe E (informative) Figures E1 à E3

Bibliographie

#### **OCIMF** Design and construction specification for MARINE LOADING ARMS Références: Design and construction specification for MARINE LOADING ARMS Date du document : 3<sup>ème</sup> édition – 1999 Langue: Anglais Nombres de pages : (1-20) $\Box$ (20-50) Critères de classement : Document utile pour : L'exploitation Document qui traite des systèmes suivants : ☐ Stockages GNL □ Bras de transfert Utilité du document : Pour la réalisation ou la vérification d'une analyse de risques Pour la définition des mesures de prévention Pour la définition de mesures de protection Pour la définition des dispositifs techniques Pour le contrôle par les autorités □ Pour l'inspection par les industriels Contenu des principales parties Glossaire Introduction Objet et étendue du document Partie I - Spécification 1- Design, standards de construction et bonnes pratiques 2- Détails du design et des besoins 3- Matériaux 4- Design 4-1 Généralités 4-2 Analyse des contraintes 5- Pivots et structure 6- Coupleurs de connexion/déconnexion rapide (QC/DC) 7- Systèmes de déconnexion d'urgence (ERS) 7-1 Besoins généraux 7-2 Généralités sur les bras liquides

#### **OCIMF**

#### Design and construction specification for MARINE LOADING ARMS

7-3 Généralités sur les bras de gaz liquéfiés

7-4 Accessoires

8- Systèmes hydrauliques

9- Contrôles

9-1 Généralités

9-2 Plage de fonctionnement des alarmes et systèmes d'arrêt d'urgence 9-3 Système de déconnexion d'urgence (ERS)

10- Composants électrique

10-1 Généralités

10-2 Equipement électrique

11- Test

11-1 Généralités

11-2 Température normale de fonctionnement (supérieure à 0°C)

11-3 Température minimale de fonctionnement (0°C ou moins)

11-4 Test opérationnels

11-5 Tests des articulations

11-6 Test du système de déconnexion d'urgence (ERS)

11-7 Test des coupleurs de connexion/déconnexion rapide (QC/DC)

12- Contrôle qualité et assurance qualité

12-1 Système qualité

12-2 Plan qualité

13- Documentation à fournir

13-1 Appel d'offre

13-2 Contrat

Partie II - Tableaux et schémas

Partie III – Guide des parties 1 et 2

# ANNEXE 3 Accidentologie liée au GNL (Réservoirs, lignes de transfert et torches)

Date	Lieu/Navire	Type d'événement	Description	Conséquences	Causes	Référence	Impact sur les réglementations
ACCIDE	NTS SUR DES F	RESERVOIRS DE STOC	KAGE				
1944	Cleveland, Ohio, USA : Station d'écrêtement	GNL Réservoir - Fuite - Feu	Une fissure se développe dans la paroi d'un réservoir cryogénique de 4 540 m³ de gaz naturel liquéfié. La double paroi était composée d'un acier de 3,5% de nickel avec une isolation en laine de roche. Le nuage s'enflamme rapidement et explose. Un gigantesque incendie se déclare et se propage à un autre réservoir qui explose à son tour. Au total, 12 ha d'installation sont détruits et près de 2 900 t de gaz sont brulées. 136 personnes	Explosions Victimes dans la population 126 morts	Matériau de construction du réservoir non adapté aux conditions cryogéniques	BARPI N°6059  CH-IV international  CEE report	
	de pointe		sont tuées, 300 blessées, 80 maisons détruites et 10 usines fortement endommagées. Les dégâts sont évalués à 8 millions de dollars US.	300 blessés	entrainant la fissuration de la cuve interne.	BP book	
1965	Canvey Island, UK: Terminal de gazéification de LNG	GNL Réservoir - Fuite	Une faible quantité de GNL a été déversée à partir d'un réservoir lors d'une opération de maintenance. Le volume épandu s'est enflammé blessant sérieusement un travailleur à proximité.	1 personne sérieusement brulée	Maintenance Fuite d'un réservoir et inflammation des vapeurs	CH-IV international CEE report BP book	
1968	Portland, Orgegon USA: Station d'écrêtement de pointe	Explosion de réservoir en construction: GNL non présent	4 travailleurs à l'intérieur d'un réservoir de GNL en construction furent tués quand du gaz naturel, issu d'un pipeline en test mal isolé, est entré dans le réservoir, s'enflamma et provoqua une explosion. le réservoir de GNL avait un diamètre de 120 pieds et d'une hauteur de 100 pieds avec une capacité de 176000 barils	Explosion de gaz naturel 4 morts	Construction Mauvaise isolation d'une ligne d'alimentation du réservoir	CH-IV international CEE report BP book	
1971	La Spezia, Italie	GNL Réservoir - Rollover	Le méthanier Esso Brega était amarré dans le port 1 mois avant le jour prévu pour son déchargement. Les réservoirs devait être remplis par du GNL "lourd". 18 heures après le remplissage du réservoir, celui-ci a développé une brusque montée en pression provoquée par des vapeurs de GNL. Ces vapeurs sont évacuées par les vannes de sécurité et les soupapes de surpression pendant quelques heures. Le toit du réservoir a été légèrement endommagé. Les vapeurs de GNL ne se sont pas enflammées.  Le phénomène à la source de l'accident est appelé "roll-over".	Rejet atmosphérique de GNL pendant plusieurs heures sans inflammation. Destruction légère du toit du réservoir.	Mélange de deux GNL de densité différente à l'intérieur du réservoir pendant le chargement.	CH-IV international CEE report BP book	
1973	Staten Island, New- York, USA	GNL Réservoir en réparation - Explosion Pas de GNL présent	En 1973, un accident industriel est survenu à un terminal de GNL de Staten Island, New York, alors qu'un réservoir avait été mis hors service pour le nettoyage. Quarante travailleurs se trouvant dans le réservoir ont été tués lorsque les vapeurs du liquide de nettoyage se sont enflammées et ont entrainés l'effondrement de la toiture. Bien que l'accident se soit produit dans installation de GNL, les autorités chargées de l'enquête ont statué que c'était un accident de la construction non relié à l'utilisation du réservoir.	Explosion entrainant la chute de la toiture 40 morts	Maintenance Emission de vapeurs inflammables du produit de nettoyage	CH-IV international CEE report BP book	
1977	Arzew, Algérie	GNL Réservoir - Fuite	Un travailleur sur le site a été aspergé avec du GNL qui s'est échappé à la suite d'une rupture du corps de vanne sur le toit d'un réservoir de stockage. Ce dernier est mort congelé. Environ, 1500 à 2000 m3 de GNL a été relaché sans inflammation des vapeurs. Le matériau de construction du corps de vanne était de l'acier aluminium. La bonne pratique est de fournir des corps de vannes en inox.	1 travailleur mort congelé	Fuite de GNL suite à la rupture d'un corps de vanne en acier aluminium	CH-IV international CEE report BP book	Utilisation de corps de vannes en inox.

Date	Lieu/Navire	Type d'événement	Description	Conséquences	Causes	Référence	Impact sur les réglementations
1978	Das Island, U.A.E.	GNL Réservoir - Fuite	Une fuite d'une ligne de LNG au pied d'un réservoir a provoqué une fuite à l'intérieur de la rétention du réservoir de GNL. Le liquide fut arrêté en fermant la vanne interne conçue pour cela. Un grand nuage de vapeur s'est formé sans inflammation. Aucun blessé n'a été identifié.	Pas de blessé  Fuite de GNL avec une formation de nuage		CH-IV international	
1979	Columbia gas terminal, Cove Point, Maryland, USA	GNL Pompe - Fuite	En 1979, un travailleur a trouvé la mort et d'autres ont été gravement blessés au terminal de GNL de Cove Point, Maryland. Du GNL a fui d'un joint électrique inadéquat sur une pompe et s'est répandu dans un conduit souterrain jusqu'à une sous-station située 60 m plus loin, où les vapeurs se sont enflammées. Les vapeurs confinées, en brûlant, ont fait monter la pression dans la sous-station, provoquant une explosion. La sous-station n'avait pas été pourvue de l'équipement de détection de gaz qui est la norme dans les installations d'aujourd'hui.	Explosion de vapeurs de GNL 1 travailleur mort	Fuite au niveau d'un joint de pompe	CH-IV international CEE report BP book	
1997	Manchester ROYAUME UNI	GNL Réservoir	Dans un dépôt de gaz, un rejet d'environ 19,7 t de gaz naturel se produit à partir d'un réservoir de GNL. Des travaux étaient en cours pour installer un densitomètre sur le toit du réservoir, sur un piquage (diamètre : 400 mm) existant correspondant à une ancienne soupape de décharge. Le personnel du site (6 personnes présentes) gère la situation : un dispositif permettant de stopper la fuite est inséré manuellement dans la canalisation. Toutefois, la décision de ne pas procéder à cette manœuvre avant que la pression n'ait baissé jusqu'à un minimum de 7 à 8 mbar est prise. La cause de l'accident provient de la mise en œuvre d'un seul dispositif d'isolement (de type « baudruche ») pour permettre les travaux de découpe à froid tels qu'envisagés selon les standards habituels. La défaillance de cet équipement qui provoque la fuite peut avoir plusieurs origines : usure de la baudruche sur des soudures, surpression du ballon même, impact des copeaux résultant de la découpe	Fuite de gaz Pas de blessé	Travaux	BARPI N°22312	
1980	Le Havre FRANCE	GNL Réservoirs	A la fin des années 1980, le clapet de fond d'un des 3 réservoirs de stockage de GNL datant des années 1960 est resté ouvert lors de tests de fermeture. Après vidange du réservoir, les investigations ont montré que l'organe de fermeture s'est désolidarisé de son axe à la suite du desserrage d'un boulon.		Un clapet de fond reste ouvert par défaillance technique	BARPI N°32941	
2004	Skikda, Algérie	GNL Unité de Liquéfaction - Explosion	Une explosion se produit en fin d'après-midi dans un complexe pétrochimique portuaire, situé sur la côte et comprenant 6 unités de traitement de gaz et d'hydrocarbures ; 12 000 personnes travaillent sur ce site qui est en partie alimenté par du gaz et du pétrole en provenance du Sahara. L'accident se serait produit dans l'unité traitant du gaz naturel (GNL), à la suite de l'explosion d'une chaudière à haute pression fabriquant de la vapeur. Sous la violence de l'explosion, des réservoirs de substances inflammables à proximité sont endommagés à leur tour : les fuites qui en résultent provoquent l'extension de l'incendie en différents foyers et de nouvelles explosions. Le souffle de l'explosion, entendue à 10 km à la ronde, brise les vitres d'immeubles et commerces du voisinage. Une cellule de crise est mise en place par l'exploitant et le ministère de l'intérieur, le préfet local (" wali ") déclenche l'équivalent du PPI. Les secours doivent lutter environ 9 h pour maîtriser l'incendie. Le bilan fait état de 23 victimes parmi les employés, 9 autres sont portés disparus et 74 personnes sont blessées (dont 43 sortiront le lendemain après examens). L'estimation des dégâts matériels se monte à 800 M de \$ (USA), les autres unités du complexe ne semblent pas endommagées. En revanche, 3 des 6 unités de liquéfaction sont détruites. Selon un des témoins, des bruits anormaux correspondant à des vibrations ou à des fuites sur soupapes auraient été entendus avant l'explosion violente. Ces bruits semblaient toutefois représentatifs d'un écoulement biphasique hétérogène dans les tuyauteries et capacités, générateur de fortes vibrations.	Explosion par effet domino 23 morts 9 disparus 74 blessés	Explosion d'une chaudière à haute pression	BARPI N°26252 CH-IV international	

Date	Lieu/Navire	Type d'événement	Description	Conséquences	Causes	Référence	Impact sur les réglementations
ACCIDE	NTS SUR LES L	IGNES DE TRANSFERT					
1973	Canvey Island, UK	Rapid Phase Transition	Durant une phase de déchargement de navire, un disque de rupture de 100 mm s'est rompu sur une ligne de déchargement de 350 mm. Le GNL a été relâché dans une rétention à proximité où de l'eau se trouvait d'un précédent orage.  3 explosions entendues mais le seul dommage se résume à une fenêtre de cassée dans un bâtiment adjacent.	Rejet de GNL Pas de blessé	Lâcher disque de rupture	BP Book	
mai-82	Terminal NC	GNL Collision Navire/Jetée - Pas de fuite	Dans un terminal méthanier, un navire de 800 t percute une jetée endommageant sa structure, écrasant des canalisations d'eau et déformant une ligne de déchargement qui n'était pas en produit au moment de l'accident. Des fuites de gaz sont néanmoins détectées aux brides de la canalisation.	Pas de fuite conséquente car la ligne était vide.	Collision Navire/Jetée	BARPI N° 33497	
juin-80	terminal	GNL Grue/tuyauterie - Ligne vide	Une grue endommage une canalisation GNL de 10"en aluminium vide. Aucune fuite de produit n'est à signaler.	Pas de fuite car la canalisation était vide.	Agression engins de travaux	BARPI N° 33498	
Juil-80	terminal	GNL / gaz Grue/tuyauterie	Dans un terminal méthanier, une grue heurte et enfonce une canalisation aérienne de gaz haute pression sans provoquer de fuite	Pas de fuite	Agression engins de travaux	BARPI N° 33499	
mai-81	terminal	GNL Grue/tuyauterie - Ligne vide	Dans un terminal méthanier, pendant la phase de construction, une grue se déplace sans avoir baissé sa flèche et endommage fortement un pipe rack GNL, pliant les tuyauteries. Les canalisations étant vides, il n'y a pas de fuite. Le plan de circulation des engins de travaux est revu.	Pas de fuite car les canalisations étaient vides.	Construction Agression engins de travaux	BARPI N° 33500	
oct-85	terminal	GNL Grue/tuyauterie - Pas de fuite	Une grue présente dans le cadre de travaux s'enfonce dans le sol de mauvaise qualité et bascule sur des canalisations de GNL. Seules les isolations des tuyauteries sont endommagées et aucune fuite n'est à déplorer.	Pas de fuite.	Travaux Agression engins de travaux	BARPI N° 33505	La circulation des engins de travaux a été revue.
nov-91	terminal	GNL Grue/tuyauterie - Pas de fuite	Une grue se déplace sans avoir baissé sa flèche et endommage un pipe rack GNL.	Pas de fuite.	Agression engins de travaux	BARPI N° 33502	
Oct-95	terminal	GNL Pelleteuse/tuyauterie - Pas de fuite	Dans un terminal méthanier, un conducteur de pelleteuse creuse sans surveillance et s'arrête sur " détection " d'un point dur . Il endommage une canalisation ("griffure") sans entraîner de fuite. L'incident est du à une défaillance de surveillance et de procédure.	Pas de fuite	Agression engins de travaux – défaut de procédures	BARPI N° 33503	
déc-92	Baltimore, Maryland (USA) Station d'écretement de pointe de LNG	GNL Terminal - Fuite	Une soupape de surpression de GNL s'est déclenchée à proximité d'un des trois réservoirs de stockage de GNL et a relâché dans la rétention des réservoirs du GNL pendant 10 heures. La quantité de GNL déversé est estimée à plus de 3000 m3 dans la rétention. Une partie de la fuite de GNL a impacté le réservoir provoquant des fractures sur l'enveloppe extérieure en acier du réservoir. Le réservoir a été mis hors service et réparé. Aucun blessé n'a été recensé.	Rejet de GNL Pas de blessé	Lâcher soupape de surpression	CH-IV international	

Date	Lieu/Navire	Type d'événement	Description	Conséquences	Causes	Référence	Impact sur les réglementations
1993	Bontang, Indonésie Terminal de liquéfaction	GNL - Fuite	Une fuite de GNL s'est produit sur une ligne de transfert. Le GNL est entré dans le réseau d'égout de récupération d'huile et a produit une transition rapide de phase (RPT) qui a provoqué une surpression et a rompu les canalisations d'égout. Les vapeurs ne se sont pas enflammées mais le réseau d'égout a été détruit.	Fuite de GNL Pas de blessé	Cause initiale inconnue - RPT suite à contact GNL et égouts	CH-IV international	
oct-98	terminal	GNL Tombereau/tuyauterie - Pas de fuite	Un tombereau (dumper) heurte la ligne de déchargement 22" placée sur un rack métallique au-dessus d'une voie publique à grande circulation, entrainant l'arrachement de câbles électriques et endommageant la structure métallique sans toutefois provoquer de fuite de GNL.	Pas de fuite.	Agression par véhicules	BARPI N° 33504	
ACCIDE	NTS AUTRES (T	ORCHES)					
1998	Montoir de Bretagne FRANCE	GNL Terminal Feu de torche	Dans un terminal méthanier, lors de la reprise de l'exploitation après des travaux de maintenance, un incident se déclare au niveau de la torchère. Deux vannes reliant le circuit de gaz basse pression au circuit de gaz d'évaporation sont restées ouvertes provoquant une arrivée de gaz liquéfié à la torchère et une flamme de 50 m de haut. Le POI est déclenché. La situation est maîtrisée au bot de 30 min après la décompression des circuits de gaz concernés. Les procédures pour les phases d'arrêt ou de démarrage ou en cas de situation dégradée doivent être établies ou complétées.	Arrivée de GNL à la torche et feu de torche Pas de blessé	Travaux maintenance	BARPI N°11845	
2003	Fos sur Mer FRANCE	GNL Terminal Explosion pied de torche	En fin de journée, pendant le déchargement d'un navire, une explosion se produit sur un terminal méthanier comprenant notamment 3 réservoirs raccordés à un réseau torche. Le terminal est en arrêt programmé pour maintenance, les déchargements de GNL (gaz naturel liquéfie) restant autorisés en vue de la reprise de l'activité. 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 : bris de vitre, poussières et débris à l'intérieur de la salle. Selon l'exploitant, il n'y a pas de blessé et les dégâts sont limités. La salle de contrôle a continué à fonctionner et n'est pas évacuée. Le POI est déclenché : les pompiers restent environ 1h 30 sur le site. Le déchargement de gaz est interrompu (bateau à quai, raccordement bras liquide désaccordé et raccordement gaz vapeur maintenu). Le fonctionnement de la torche est arrêté. Les évaporations du terminal, évaluées à 4 000 Nm³/h, sont évacuées à l'atmosphère en attendant la réparation de la torche ou la ré-injection des gaz évaporés dans le réseau (soit une vingtaine d'h). Chacun des 3 réservoirs est muni d'un évent piloté depuis la salle de contrôle. Par ailleurs, ils disposent d'un contrôle de pression permanent et de damètre et 35m de hauteur au-dessus des réservoirs). Le nuage visible inclut la zone d'inflammation. Le vent de direction Sud Nord est de 1 à 2 km/h. Au titre des mesures conservatoires, des dispositifs de détection de gaz sont déployés le long de la route d'accès et en limite de site : des mesures y sont effectuées toutes les ½ h sur 6 points sans révéler la présence de gaz. La DRIRE propose au préfet de subordonner l'exploitation de la torche ainsi que le déchargement à l'obtention d'un diagnostic de la situation accompagné d'une analyse de risques. A l'origine de l'accident, l'absence de garde hydraulique sur le siphon du drain du joint gazostatique au sommet de la torche a permis la migration du gaz et création d'u	Rejet de gaz à l'atmosphère Pas de blessé		BARPI N°25619	

#### **ANNEXE 4**

Extraits de l'avis relatif aux stockages cryogéniques de gaz naturel liquéfié du groupe de travail « Etudes de dangers » du CSIC et de la circulaire du 10 mai 2010

### Extrait de l'avis relatif aux stockages cryogéniques de gaz naturel liquéfié du groupe de travail « Etudes de dangers » du CSIC

Le GT est d'avis que l'une comme l'autre de ces techniques [c'est à dire réservoirs à intégrité totale, que la technologie choisie soit à membrane ou à cuve autoportante] offre, du point de vue de sa conception et de son exploitation et par référence à d'autres standards technologiques d'installations à risques couramment acceptées, un niveau de risque classé comme extrêmement rare selon une grille utilisée par un industriel [...], ou très invraisemblable par le H.S.E. britannique et hors zone d'inacceptabilité.

La validité de cette assertion pendant toute la durée de l'exploitation suppose un suivi rigoureux pendant les études, la construction et durant toute la vie de l'installation des caractéristiques que l'analyse de risque montre déterminantes et notamment :

- 1. une grande rigueur lors des études dans la prise en compte :
- de la sismicité :
- du risque de chute de pompe sur le fond du réservoir.
- du maintien en température des fondations de l'ouvrage,
- 2. un respect vérifié des méthodes de mise en froid des stockages,
- 3. un respect vérifié des méthodes de maintenance pour éviter la chute de pompes en cours de manipulations,
- 4. une gestion rigoureuse des équipements importants pour la sécurité et principalement ce qui concerne le suivi en exploitation de la température des fondations de l'ouvrage,
- 5. une gestion rigoureuse de la maintenance des pompes pour ne pas multiplier les montages /démontages.

Ces conditions étant supposées satisfaites il n'est plus nécessaire d'imposer à de telles installations l'existence d'une cuvette de rétention.

En l'absence de cuvette de rétention, cette proposition n'exonère pas de la nécessité de respecter des distances de sécurité entre les stockages et les autres installations qui seront alors déterminées par les autres scénarios de l'étude de danger (y compris les effets domino).

Extrait de la circulaire du 10 mai 2010 récapitulant les règles méthodologiques applicables aux études de dangers, à l'appréciation de la démarche de réduction du risque à la source et aux plans de prévention des risques technologiques (PPRT) dans les installations classées en application de la loi du 30 juillet 2003.

#### 1.2.5. Fuites de Gaz Naturel Liquéfié (GNL)

#### A – Rappels généraux

Au titre de la législation des installations classées, tous les phénomènes dangereux physiquement possibles doivent apparaître dans l'étude de dangers, quelle qu'en soit la probabilité. Pour autant, plusieurs cas de figures permettent d'écarter l'hypothèse de libération de tout le potentiel de danger si une telle libération des potentiels de dangers paraît physiquement non possible :

par exemple, si des canalisations enterrées sont protégées de toute agression thermique ou mécanique que l'on peut imaginer sur un site, il sera considéré après démonstration dans l'étude de dangers comme physiquement impossible que ces canalisations soient rompues par une agression thermique et ou mécanique. Ce raisonnement peut être prolongé pour tout équipement de façon générale,

si la cinétique d'évolution des événements redoutés est suffisamment lente par rapport à la durée de vie ou de renouvellement de l'installation (par exemple un effritement du béton sur plusieurs centaines d'années), le phénomène dangereux engendré par de tels événements pourra être écarté après démonstration.

si les points de faiblesse ou la conception d'un équipement rendent totalement prédictible son mode de ruine, il pourra être considéré après démonstration qu'aucun autre mode de ruine n'est physiquement possible.

Tous les phénomènes dangereux physiquement possibles devront être décrits dans l'étude de dangers et seront transmis aux services en charge de l'élaboration des plans de secours externes, l'Etat devant être en mesure d'élaborer une réponse opérationnelle pour tout accident susceptible de se produire.

Tous les accidents physiquement possibles (comme certaines questions classiques telles : roll over, effondrement du toit d'un réservoir...) devront être placés dans la grille d'évaluation de la démarche de maîtrise des risques (paragraphe 2 de cette première partie de circulaire), à l'exception des accidents n'ayant pour événements initiateurs que des événements pouvant faire l'objet d'un traitement spécifique comme indiqué dans les sous-paragraphes précédents.

#### B – Fuites massives de longue durée

Les phénomènes majorants identifiés dans les terminaux méthaniers sont en général la résultante de la perte de confinement d'une des parties principales de l'installation (canalisation de remplissage ou de vidange des réservoirs ou des méthaniers), de la défaillance simultanée de toutes les mesures de maîtrise des risques mises en place par l'exploitant pour empêcher l'occurrence de tels événements et du non-arrêt des pompes assurant le transfert du GNL.

Antérieurement à la loi du 30 juillet 2003, il était usuellement admis que de telles fuites pouvaient ne pas être retenues dans l'étude de dangers en raison du caractère très improbable de l'échec de toutes les stratégies de l'exploitant pour mettre fin à la fuite (dispositifs de détection et d'actionnement mécanique, interventions humaines...).

Au regard de la nouvelle méthodologie d'élaboration des études de dangers voulue par la loi, un tel raisonnement n'est plus adapté. En particulier, tous les scenarios devront être décrits dans les études de dangers y compris ceux concernant la défaillance des différentes mesures de maîtrise des risques mises en place par l'exploitant, qu'elles soient techniques ou basées sur une intervention humaine, dès lors qu'une telle défaillance est physiquement possible.

Les fuites massives liquides de gaz naturel liquéfié (GNL) de longue durée dues à la rupture franche des lignes de déchargement des navires et d'émission des réservoirs ou du sur-remplissage d'un réservoir avec défaillance de l'ensemble des mesures de maîtrise des risques présentent un caractère particulier.

En effet, la conception des terminaux méthaniers et le fait qu'une fuite massive de GNL sera rapidement détectée (au vu notamment des débits en jeu et de la visibilité en conséquence du nuage, du nombre particulier de mesures de maîtrise des risques qui peuvent être mises en œuvre et de l'ergonomie spécifique des actions humaines à mettre en œuvre en cas de fuite massive) invitent à une description particulière des phénomènes dangereux correspondants.

I - Je vous invite ainsi à accepter dans l'étude de dangers que ces phénomènes soient décrits pour une durée de fuite limitée à 30 minutes, si les conditions suivantes sont vérifiées :

premièrement, la classe de probabilité de chacun des scénarios menant à ce phénomène dangereux doit rester en E au sens de l'arrêté du 29 septembre 2005 même lorsque la probabilité de défaillance de la mesure de maîtrise des risques de plus haut niveau de confiance s'opposant à chacun de ces scénarii est portée à 1,

deuxièmement, l'exploitant doit justifier que la vidange du navire ou du réservoir de GNL de manière gravitaire est physiquement impossible,

troisièmement, l'exploitant doit avoir mis en place a minima une mesure technique de maîtrise des risques pour faire cesser la fuite longue (par exemple chaîne de détection – traitement – fermeture de vanne) et agissant directement sur les pompes assurant le transfert du GNL, qu'elles soient sur le navire ou à terre,

quatrièmement, l'exploitant doit présenter une stratégie (décrite dans le Plan d'Opération Interne) permettant l'arrêt de la fuite ou de l'émission en cas de défaillance des toutes les mesures de maîtrise des risques (y compris celle précédemment citée) ayant pour objectif de juguler la fuite. Il doit démontrer l'efficacité de la stratégie proposée (existence des moyens techniques correctement dimensionnés, personnel suffisamment formé et équipé de façon à pouvoir se rendre sur le lieu de ces actions, garantie de la fin d'émission si l'action à mener est correctement conduite, limitation des écoulements de GNL dans les réseaux de collecte d'eau pluviale) et la possibilité de la mettre en œuvre dans un délai inférieur à trente minutes, quel que soit le moment de survenance de l'incident. L'exploitant doit en particulier s'attacher à démontrer avec soin, si cette stratégie implique une intervention humaine, que les capacités d'intervention des équipes ne seront pas altérées par l'existence de la fuite ou par la période de survenance (nuit par exemple).

II - Par ailleurs, du fait de la complexité de modéliser un tel phénomène au regard des connaissances scientifiquement disponibles aujourd'hui, il pourra être accepté une description qualitative des écoulements et ruissellements des produits émis lors de la fuite. L'exploitant devra néanmoins a minima justifier de la taille de la nappe en fonction de la nature du sol, de la topographie des installations sans prise en compte des éventuels déversements dans les réseaux sous réserve de leur prise en compte dans la stratégie d'intervention définie ci-dessus.

#### C – Cuvettes de rétention

Il convient de rappeler que la mise en place de cuvettes de rétention constitue un standard pour les sites appelés à stocker des produits susceptibles de polluer les sols et les eaux ou susceptibles de s'enflammer.

Néanmoins, suite notamment à un débat mené au sein du groupe de travail études de dangers placé auprès du Conseil Supérieur des Installations Classées, le ministère du développement durable a par un courrier en date du 2 janvier 2008 indiqué les conditions dans lesquelles il pourra être envisagé de ne pas mettre en place de cuvette de rétention autour des réservoirs de GNL. En voici l'extrait :

«Concernant la possibilité de ne pas disposer de cuvette de rétention au pied des stockages pour les réservoirs à intégrité totale, que la technologie choisie soit à membrane ou à cuve autoportante, le GT « Etude de dangers » la fait dépendre de cinq conditions. A celles-ci je vous demande d'ajouter :

la capacité pour l'exploitant de détecter une éventuelle fuite de la paroi métallique
ent en contact avec le gaz liquéfié et dans cette éventualité de mettre en place une le allant du maintien en service en mode dégradé à la vidange de la capacité,
la vérification que toutes les tuyauteries en phase gaz ou liquide débouchent dans le sur son dôme supérieur,
le maintien de l'intégrité du réservoir soumis aux différentes agressions décrites dans e dangers.

L'absence de cuvette de rétention ne doit pas faire oublier la caractéristique du GNL qui en cas d'épandage se maintiendra beaucoup plus longtemps sous forme liquide que d'autres gaz liquéfiés (propane, butane, ...) en raison de sa très faible température. De ce fait, la gestion des épandages accidentels de gaz sous forme liquide est un objectif essentiel de la maîtrise des risques afin notamment de réduire au mieux l'extension au niveau du sol du nuage inflammable. Le moyen mis en place pour l'attendre est décrit dans l'étude de dangers. Sur ce thème le respect de la norme NF EN 1473 relative à la conception des installations terrestres mettant en jeu du GNL dans sa version d'avril 2007 pour les terminaux nouveaux est une très bonne base de la mise en place des bonnes pratiques dans ce domaine.»

Un tel assouplissement aux conditions usuelles d'exploitation ne saurait pour autant signifier que la rupture du réservoir est physiquement impossible, mais que la probabilité de cette rupture est rendue suffisamment basse pour que la maîtrise des risques d'accidents associés à ces réservoirs ne nécessite pas l'adjonction d'une cuvette de rétention en plus des autres dispositions mises en œuvre.

## ANNEXE 5 Recommandations par guide

Réf : DRA-11-117405-03833C

Cette annexe complète les tableaux de synthèse réalisés chapitre 9 en apportant davantage de détails sur les recommandations / exigences des guides et normes étudiés.

Les fonctions présentées concernent :

- Les stockages et les équipements associés
- Les installations de transfert.

# A/ Comparaison des prescriptions concernant les stockages et équipements associés

Pour les réservoirs de stockage, les thèmes suivants seront analysés :

- les distances de sécurité pour l'implantation des réservoirs de stockage,
- la résistance des réservoirs face au séisme,
- le sur-remplissage,
- la protection contre les risques de mise en dépression des réservoirs,
- la protection contre risques de surpression des réservoirs (incluant le réseau évent/torche).
- la surveillance de la température des réservoirs,
- le contrôle de la température des fondations,
- la prévention des sources d'ignition et le classement de zone,
- la détection de fuites, feu et gaz,
- la limitation de fuites gestion des épandages,
- les systèmes d'arrêt d'urgence,
- la protection contre les impacts,
- les moyens de lutte contre l'incendie.

Un tableau supplémentaire détaille les prescriptions et recommandations des normes analysées concernant les pompes.

## Les distances de sécurité

Les distances de sécurité minimales prescrites dans les normes sont présentées dans le tableau ci-dessous :

	Distances entre réservoirs de GNL	Distance entre les réservoirs et les limites de propriétés
EN 1473 (2007)	§ 13.1.2  Les distances de séparation sont déterminées en fonction des seuils de radiation thermique, des zones de dispersion de gaz (contour de la LII, bruit, effets d'explosion) et de la direction du vent.  -> § 4.4.2.5 : estimation des conséquences  -> Annexe A : seuils de radiations admissibles selon les zones (intérieur ou extérieur), les types de structure (réservoirs, bâtiments, ateliers, routes) en distinguant les sources de radiation (feux de nappe et torche ou évent)  Note 1 + Note 3 + Note 4	
	§6.11  La distance entre réservoir est évaluée suivant l'étude de dangers. §13.1.2  L'espace entre deux réservoirs doit être au moins égal à un demi-diamètre de l'enceinte secondaire du plus grand réservoir.	Annexe A – Tableau A-2 Selon les résultats de l'analyse des risques en calculant les seuils de radiations thermiques de la norme. Note 3
NF EN 14620-1 (2006)	-	
NFPA 59A (2009)	§5.3.4.3 – Tableau 5.3.4.1  Un quart de la somme des diamètres des réservoirs adjacents (avec un minimum d'1,5 m).15  Note 2	Tableau 5.3.3.2  Selon les résultats de l'analyse des risques en calculant les seuils de radiations thermiques de la norme.  Tableau 5.3.4.1  Une distance minimale entre les bords de la cuvette ou le système de drainage et les limites d'un terrain constructible doit être observée:  - de 23 m pour des stockages (cumul des capacités) de moins de 265 m3,  - de 0,7 fois le diamètre du réservoir avec un minimum de 30 m si la capacité cumulée est de plus de 265 m3.  Note 3

Réf : DRA-11-117405-03833C

 $<sup>^{\</sup>rm 15}$  Cette distance minimale est applicable pour tous les types de réservoirs.

	§5.2.4.1	Tableau 5.2.3.2.1
	Pour tout type de réservoirs, la distance est donnée par le même tableau que celui fourni par la NFPA 59A	
	§5.2.4.2.1 – réservoir à double et totale intégrité	Tableau 3 Une distance minimale entre les bords
CSA Z276	Distance de sécurité établie pour limiter l'impact des radiations thermiques :	de la cuvette ou le système de drainage et les limites d'un terrain
(2007)	* 15 kW/m² : réservoir à paroi et toit en acier	constructible est fixée selon le même tableau que celui fourni par la NFPA59A.
	* 30 kW/m² : réservoir à paroi en béton	INITAGGA.
	Idem NFPA 59 A version 2006	
	§5.2.4.2.4	
	La distance de sécurité ne doit pas être inférieure à la moitié du diamètre du plus gros réservoir.	
	§6.2 – Annexe D	
API 625 (2010)	L'approche de l'API est dorénavant d'étab en fonction d'une évaluation des risques externes et de quantifier les effets des scé	en considérant les dangers internes et

**Note 1** : La norme EN 1473 prescrit en tout premier lieu de réaliser une analyse de risques liée en particulier au calcul de radiations thermiques issues de scénarii incendie. Pour cela, elle fournit dans son annexe A, les rayonnements thermiques admissibles en limite de propriété.

**Note 2**: La norme NFPA 59A, dans sa dernière version de 2009, a supprimé les valeurs maximales de rayonnement thermique admissibles par les matériaux des équipements (béton, acier). Dans la version de 2009, cette norme demande pour les réservoirs de réaliser une étude de résistance des matériaux pour garantir qu'en cas d'incendie (suivants différents scénarios), les structures béton ou acier garderont leur intégrité.

**Note 3** : Les cibles vis-à-vis des radiations thermiques de l'EN 1473 concernent uniquement les personnes physiques tandis que dans la NFPA 59A, les cibles considérées sont les personnes physiques et les types de construction.

**Note 4** : La norme fixe également des exigences pour la détermination des implantations des installations de GNL (bâtiments, unités procédé, salle de contrôle, équipements pourvus d'arrivée d'air...) – cf. § 13.1.2

Tableau 19 : Comparaison des prescriptions concernant les distances de sécurité générées par les réservoirs

### \* Résistance au séisme

Les normes reposent sur le même principe basé sur la définition de deux séismes de référence :

- un premier séisme de référence "Operating Basis Earthquake (OBE)" est le séisme maximal n'entraînant aucun dommage et pour lequel un redémarrage et un fonctionnement peuvent être effectués en toute sécurité;
- un second séisme de référence « Safe Shutdown Earthquake (SSE) » est le séisme maximal pour lequel les fonctions et les mécanismes essentiels de mise en sécurité sont concus pour être préservés.

A noter que dans l'API 625, un troisième type de séisme est à considérer, « Aftershocke Level Earthquake (ALE) », qui correspond à la prise en compte, à la suite d'un SSE, de répliques sismigues possibles et de moindre intensité.

La différence entre les normes provient de la facon de déterminer ces séismes de référence.

#### Séisme - Maintien service normal

#### Séisme - Arrêt sécuritaire

§4.3.2.4 : une analyse sismique spécifique au site doit être réalisée permettant de définir les paramètres sismiques pour la conception dont l'étendue géographique dépend de l'étude de sol (en général inférieure à un rayon de 320 km). La détection de failles sismiques doit être également réalisée dans un rayon de 80 km.

Les études permettent de définir le séisme de maintien en exploitation (OBE) et le séisme d'arrêt de sécurité (SSE). Les études sont définies soit de manière probabiliste, soit de manière déterministe (cf. ci-dessous).

§4.5.2.2 et annexe C

L'étude de dangers doit conduire à la classification des éléments (en trois classes A, B, C) selon trois critères (aptitude au fonctionnement, intégrité, stabilité) pour les séismes OBE et/ou SSE.

§4.3.2.4 – OBE

*Manière probabiliste :* probabilité d'occurrence minimale égale à un séisme tous les 475 ans

EN 1473 (2007)

Manière déterministe: accélération d'un OBE égale à la moitié de celle d'un SSE pour cette approche. Possibilité de réduire selon la disponibilité requise des installations.

§4.3.2.4 - SSE

*Manière probabiliste :* probabilité d'occurrence minimale égale à un séisme tous les 5 000 ans.

Manière déterministe: SSE correspond au séisme maximal historiquement vraisemblable susceptible de se produire; son épicentre positionné de la façon la plus pénalisante.

§7.1.4

Les hypothèses à prendre sur le remplissage de la cuve primaire ou secondaire sont précisées selon le type de séisme. Ainsi la cuve de liquide primaire sera conçue pour des actions de type OBE et SSE avec un réservoir chargé jusque son niveau maximum normal d'opération.

Si une cuve secondaire est utilisée, elle est concue pour des actions de type OBE et SSE sans liquide. Elle sera conçue pour résister à un séisme OBE avec un niveau de liquide calculé en accord avec le niveau maximum d'opération.

La membrane du réservoir à membrane doit être concue pour résister à un séisme de type OBE. Pour les séismes de type SSE, la membrane peut ne pas résister, la cuve secondaire en béton, incluant de protection SPT, doit pouvoir contenir le liquide.

Pour les réservoirs à simple, double et intégrité totale, le liquide doit être confiné par la cuve primaire pour les deux types de séisme OBE et SSE.

Pour les réservoirs à membrane, le liquide doit être confiné par la membrane ou la cuve externe en béton, y compris le système de protection de fond de cuve / coin (SPT).

Annexe C

L'annexe C présente des informations sur la conception du réservoir pour sa tenue au séisme.

La réponse de la structure du réservoir doit être calculée pour les forces horizontales et verticales générées par l'événement sismique, pour les séismes OBE et SSE distinctement.

§7.3.2.2.13 - OBE

§7.3.3.3 - SSE

NF EN 14620-1 (2006)

Le mouvement du sol pour un séisme Le mouvement du sol pour un séisme OBE doit correspondre au mouvement SSE représenté par les spectres de réponse amortis de 5% ayant une probabilité d'excédance de 10% sur une période de 50 ans (intervalle moyen de récurrence de 475 ans).

Corrections possibles des spectres selon valeurs d'amortissement.

doit correspondre mouvement représenté par les spectres de réponse amortis de 5% ayant une probabilité d'excédance de 1% sur une période de 50 ans (intervalle moyen de récurrence de 4 975 ans).

Corrections possibles des spectres selon valeurs d'amortissement.

§7.3.2

spécifiques doivent être menées pour déterminer les études caractéristiques des mouvements et les spectres de réponse associés.

§7.3.2.5

Les deux niveaux de séisme de référence décrit ci-dessous doivent servir de base pour la conception des structures et systèmes suivants :

Le réservoir de GNL et son système de confinement.

Les composants utilisés pour isoler le réservoir de GNL et maintenir un niveau d'arrêt d'exploitation sécuritaire.

**NFPA** 59A (2009)

Les structures et systèmes incluant le système de protection incendie actif et des structures qui en cas de rupture pourrait affecter l'intégrité des deux premiers points.

	Séisme – Maintien service normal	Séisme – Arrêt sécuritaire
	§7.3.2.4 – OBE	§7.3.2.1 & §7.3.2.3 – SSE
	Le mouvement du sol pour un séisme OBE doit correspondre au mouvement représenté par les spectres de réponse ayant une probabilité d'excédance de 10% sur une période de 50 ans (intervalle moyen de récurrence de 475 ans).	Séisme ayant une probabilité de dépassement de 2% en 50 ans, soit l'équivalent d'un temps de retour de 2475 ans.
CSA Z276	§7.1.3.1 – OBE	§7.1.3.1 – SSE
(2007)	Idem NFPA 59 A version 2009	Idem NFPA 59 A version 2009
API 620 App. L	L'annexe L présente les calculs de d'inç métallique face au séisme.	génierie pour la résistance du réservoir
	§6.4.10	
	Trois niveaux de séisme sont identifiés Earthquake) pour lequel le confinement s §6.2	
	Une analyse spécifique du site du s horizontales et verticales doit être élabor et SSE allant jusqu'à 20%.	
	§6.6.9	du liquido doit âtro prévu pour contonir
API 625 (2010)	Un « espace libre » au dessus du niveau une potentielle vague de liquide génér espace libre doit être dimensionné sur 300 mm ou une hauteur de vague d'ur (cf.API 620, annexe L).	rée en cas de séisme (sloshing). Cet r une hauteur de vague d'un OBE +
	§6.5.2 a)	§6.5.2 b)
	Séisme ayant une probabilité de dépassement de 10% en 50 ans, soit l'équivalent d'un temps de retour de 475 ans (cf. API 620, annexe L).	dépassement de 2% en 50 ans, soit
	§6.5.2 c)	
	Le séisme ALE est définit comme la moit	ié d'un SSE.

Tableau 20 : Comparaison des prescriptions concernant les tenues au séisme pour les réservoirs

## ❖ <u>Le sur-remplissage</u>

Des instruments de mesure du niveau de liquide sont requis pour surveiller le risque de surremplissage. En complément de ces systèmes de mesures instrumentés, une marge de sécurité est prise en compte dans la conception des réservoirs pour éviter les risques de débordement.

Pour ce thème, la norme européenne EN 1473 renvoie aux règles de construction et de conception détaillées dans la norme EN 14620-1.

Protection contre le sur-remplissage		
EN 1473 (2007)	§6.6.2  Au minimum, deux systèmes indépendants de mesure de niveau en continu du niveau de liquide, d'une fiabilité appropriée, avec, pour chacun, deux alarmes de niveau haut et très haut.  Détection de niveau très haut, d'une fiabilité appropriée, indépendante des systèmes de mesure de niveaux précédents, avec asservissement aux fonctions d'arrêt d'urgence des pompes de remplissage et des robinets sur les lignes d'alimentation et de recirculation.	
NF 14620-1 (2006)	§7.1.7  La cuve primaire doit présenter une hauteur libre minimale au-dessus du niveau du liquide égale à 300 mm. §7.2.1.2  Au moins deux indicateurs de niveau haute précision et indépendants, Dispositifs d'alarme de niveau haut et très haut sur chaque indicateur de niveau, Dispositif d'arrêt sur chaque indicateur de niveau.	
NFPA 59A (2009)	§7.3.6  Les réservoirs conçus pour être utilisés à plus de 100 kPa doivent être équipés d'un dispositif de trop plein qui empêche le réservoir de se remplir de liquide ou qui empêche le liquide d'atteindre la soupape de sécurité. §10.2  Deux dispositifs indépendants de mesure de niveau et remplaçables sans gêner les opérations du réservoir.  Deux alarmes indépendantes de niveau haut qui peuvent faire partie des jauges. Les alarmes doivent être prévues pour permettre à l'opérateur de stopper le remplissage du réservoir avant d'atteindre le niveau très haut d'interruption d'écoulement.  Un interrupteur d'écoulement de liquide sur niveau haut de liquide, indépendant des indicateurs de niveau.	
CSA Z276-07 (2007)	§7.1.6 et §10.1 Idem NFPA 59 A version 2009 (§7.3.6 et §10.2)	

	Protection contre le sur-remplissage
	§6.3 Figure 6.1
	La cuve primaire doit présenter une hauteur libre minimale au-dessus du niveau du liquide égale à 300 mm (idem exigence EN 14620-1_7.1.7).
	Cet espace libre de 300 mm est ajouté à la marge de protection contre le remplissage définie par l'acheteur (marge au dessus du niveau maximum d'exploitation) et tient compte aussi des exigences issues du séisme.
API 625 (2010)	§7.5.1
AT 1 023 (2010)	Deux dispositifs indépendants de mesure de niveau qui considèrent les variations possibles de densité de liquide.
	Indicateur de niveau asservi à une alarme de niveau haut déclenchant la coupure du chargement. Alarme audible par le personnel contrôlant le chargement.
	Une alarme séparée doit être prévue pour la coupure d'urgence des équipements de transfert avant que le niveau de liquide de design ne soit atteint.

Tableau 21 : Comparaison des prescriptions concernant les protections contre le surremplissage des réservoirs

## \* Protection contre les risques de mise en dépression du réservoir

Les risques de mise en dépression du réservoir peuvent être dus :

- à la variation de la pression atmosphérique,
- aux pompes d'aspiration du liquide,
- à l'aspiration des compresseurs d'évaporation,
- à l'injection de GNL dans l'espace vapeur (ciel gazeux du réservoir).

Mesures de protection contre les risques de mise en dépression		
EN 1473 (2007)	§6.6.3  Mesure de pression en continu  Instrumentation de détection de « pression trop basse » indépendante des systèmes de mesure en continu de pression. Elle doit activer l'arrêt des compresseurs de gaz d'évaporation et des pompes et, si nécessaire, l'injection automatique du gaz service « casse vide ».  §6.7.5.1  Le réservoir doit être protégé contre les dépressions par un arrêt automatique des pompes et des compresseurs, par l'injection de gaz ou d'azote et, en dernier recours (pour éviter les entrées d'air générant un mélange inflammable) par des soupapes casse-vide.  §6.7.5.2  Injection de gaz déclenchée automatiquement par détection de pression très basse (cf. §6.6.3)  §6.7.5.3	
	Nombre de soupapes casse-vide (philosophie n+1). Le débit d'entrée, à la pression négative maximale, doit être égal à 110% du débit de compensation plausible.	
EN 14620-1 (2006)	§7.2.1.3  Instrument de mesure de pression trop basse qui doit être indépendant du système de mesure de pression normale.  §7.2.2.3  Nombre de dispositifs casse-vide doit être calculé sur la base du débit total d'air spécifié à l'admission. Une soupape supplémentaire doit être installée pour la maintenance.	
NFPA 59A (2009)	§7.9.6  Exigences sur les critères de conception et débit pour les dispositifs casse vide. §10.3  Un indicateur de pression au dessus du niveau de liquide. §10.4  Des indicateurs de pression absolue doivent être installés pour vérifier la pression absolue dans l'espace annulaire.	
CSA Z276 (2007)	§7.6 Idem NFPA 59 A version 2009 §10.2 Idem NFPA 59 A version 2009 §10.3 Idem NFPA 59 A version 2009	

Mesures de protection contre les risques de mise en dépression	
API 625 (2010)	§7.4.3  Nombre de soupapes casse-vide (philosophie n+1 pour la maintenance).  §7.5.5  Deux détecteurs de surveillance de pression. Ces indicateurs de dépression doivent être installés pour vérifier la pression absolue dans l'espace annulaire.

Tableau 22 : Comparaison des prescriptions concernant les mesures de protection contre les risques de mise en dépression

### Protection contre les risques de surpression

a/ Dispositifs de protection

Les risques de surpression à l'intérieur du réservoir peuvent être dus :

- à l'évaporation résultant d'un apport thermique (un feu par exemple),
- au déplacement du niveau de liquide dû au remplissage ou au retour gaz du méthanier pendant le chargement,
- · à un flash lors du remplissage,
- aux variations de la pression atmosphérique,
- au recyclage d'une pompe immergée,
- au basculement de couches (roll-over).

mesures de protection contre les risques de surpression	
EN 1473 (2007)	§6.6.3
	Mesure de pression en continu
	Instrumentation de détection de « pression trop haute » indépendante des systèmes de mesure en continu de pression.
	§6.6.5
	La masse volumique du GNL doit pouvoir être mesurée sur la totalité de la hauteur du liquide (prévention roll-over).
	Cette mesure est réalisée par l'intermédiaire d'un instrument LTD qui analyse le Niveau de liquide / Température / Densité.

Macuras da protection contro los risques de curpr

§6.7.3

Nombre de soupapes de surpression (philosophie n+1), directement reliées à l'atmosphère ou éventuellement au réseau torches/évents en tenant compte des possibilités de contrepression (cf. Tableau 16 et § 3.3.9).

§6.7.4

Un disque de rupture ou dispositif équivalent doit être installé dans le cas où les calculs des soupapes de surpression ne prennent pas en compte les risques de basculement de couches (roll-over). La rupture d'un disque doit entrainer le déclenchement automatique des compresseurs de gaz d'évaporation.

§6.9.1

Des mesures minimales pour éviter le basculement des couches (roll-over) dont des dispositifs de remplissage permettant un mélange du contenu (cf. 6.10.2), un système de recirculation, un contrôle du taux d'évaporation, un mesurage de la température et de la masse volumique du GNL sur toute la hauteur du liquide. D'autres mesures sont envisagées dans la norme (rotation des stocks...).

	Mesures de protection contre les risques de surpression
	§7.2.1.3
	Instrument de mesure de pression trop élevée qui doit être indépendant du système de mesure de pression normale.
	§7.2.1.5 (idem EN 1473 §6.6.5 et 6.9.1)
	Une prévention contre le renversement doit être prévue par :
	* la mise en place d'un système de mesurage de la masse volumique sur toute la hauteur du liquide, avec alarme et fonctionnant de manière indépendante par rapport aux indicateurs de niveaux,
EN 14620-1 (2006)	* un système de circulation temporaire ou continue entre le bas et le haut du réservoir, ce qui dispense d'un dispositif anti-renversement sur le réservoir. §7.2.2.1
	Pour les réservoirs à intégrité totale, le système de décompression « sécurité en surpression » doit être conçu de manière à pouvoir recueillir les vapeurs générées suite à des fuites au niveau de la cuve interne. §7.2.2.2
	Nombre de soupapes de décharge doit être calculé sur la base du débit total de refoulement spécifié.
	Une soupape supplémentaire doit être installée pour la maintenance.
	§7.9.4 & 7.9.5
	Exigences sur les critères de conception et débit pour les soupapes de surpression.
NFPA 59A	Les soupapes communiqueront directement à l'atmosphère (torche, évents) et seront isolables du réservoir (notamment pour maintenance) individuellement (une seule à la fois autorisée). La vanne d'isolement sera verrouillable en position ouverte. L'isolement d'une soupape doit permettre d'assurer le débit requis.
(2009)	§10.3
	Un indicateur de pression au dessus du niveau de liquide
	A.14.8.1.1 – Opération de chargement et de déchargement de GNL Si du gaz doit être évacué de façon intermittente ou d'urgence, l'évacuation peut se faire verticalement vers le haut, à haute vitesse, pour assurer une dispersion sûre. Il est préférable que l'évacuation des soupapes de décharge soit effectuée à des points distincts et non dans un collecteur commun. Si les conditions locales le permettent, les gaz évacués peuvent être brûlés à la torchère sur les lieux mêmes de l'installation.
	§6.6.3.2 Idem NFPA 59 A version 2009
	§10.3
CSA Z276	Idem NFPA 59 A version 2009
(2007)	§12.9.1
	Les secteurs de l'usine qui peuvent être isolés des réservoirs de stockage ou d'autres sources d'alimentation peuvent être dépressurisés en évacuant les gaz dans l'atmosphère. Dans ce cas, l'évacuation doit être dirigée loin du personnel et de l'équipement.

	Mesures de protection contre les risques de surpression
	§7.4.1.3  Si le relâchement du gaz vers l'atmosphère n'est pas permis, les soupapes de décharge évacueront vers la torche à un seuil de pression inférieur.  §7.4.2  Nombre de soupapes de surpression (philosophie n+1), directement reliées à l'atmosphère.  Pour les réservoirs à intégrité totale, le système de « sécurité en surpression »
API 625 (2010)	doit être conçu de manière à pouvoir recueillir les vapeurs générées suite à des fuites au niveau de la cuve interne (référence à l'EN 14620 §7.2.2.2). §7.5.4  Système de surveillance de la densité du liquide asservi à une alarme lorsque les conditions de roll-over peuvent être réunies.  Prévoir un système de circulation temporaire ou continue entre le bas et le haut du réservoir.
	§7.5.5 Surveillance instrumentée de la pression par deux détecteurs.

Tableau 23 : Comparaison des prescriptions concernant les mesures de protection contre les risques de surpression

b/ Système de torche et de mise à l'évent

Comme détaillé dans le paragraphe 3.3.9, le gaz d'évaporation du réservoir est récupéré par un système de compression et de traitement appelé « BOG system ». En cas de défaillance de ce système, la pression augmente dans le réservoir et des voies de secours sont prévues pour évacuer l'excédant de pression suivant les niveaux de seuils de pression atteint.

Usuellement, les systèmes d'évacuation de pression peuvent être définis sur trois niveaux :

- Niveau 1 : récupération et traitement du gaz d'évaporation par le système BOG,
- Niveau 2 : collecte du gaz des soupapes vers la torche pour être brûlé (si requis),
- Niveau 3 : Rejet des soupapes directement vers l'atmosphère.

Les principes établis dans les différents codes sont résumés dans le tableau ci-dessous :

	blis dalis les differents codes sont resumes dalis le tableau di-dessous .	
	Torche et évent	
NF EN 1473 (2007)	S 4.2.4  Les installations doivent être conçues pour éviter un torchage ou une mise à l'évent continu des gaz. Les rejets potentiels de gaz doivent être recyclés.  §4.5.2.1.c  Il est recommandé de diriger les décharges des soupapes vers le réseau torches/évents, en évitant les risques de contrepression à l'aval. Si une contrepression peut se former dans le réseau de décharge basse pression, les réseaux de torches/évents peuvent être séparés des décharges à haute et à basse pression.  §4.5.2.1.d  Il est recommandé de prévoir un système de dépressurisation rapide d'un ou plusieurs équipements. La dépressurisation de sous-ensembles doit être possible par l'actionnement de robinets d'isolement automatiques. Les gaz recueillis doivent être envoyés au réseau de torches qui doit être capable de supporter les basses températures liées à la détente.  § 6.7.2  L'espace gazeux du réservoir doit être relié au réseau torches/évents, à des soupapes de sécurité ou éventuellement à un disque de rupture.  §11.6.1:  L'emplacement de la torche ou de l'évent doit être choisi de manière à respecter les niveaux de rayonnement définis dans le Tableau 3 de l'Annexe A et, dans la mesure du possible, en fonction des vents dominants de manière à réduire le risque que la flamme ne soit atteinte par un nuage de gaz inflammable (torche) et qu'un nuage de gaz inflammable atteigne une source d'inflammation (évent).  §11.6.2: terminal de réception  La conception de l'installation part du principe qu'il n'y a pas de torchage ou de mise à l'évent en continu, paragraphe 4.2.4.  Le débit accidentel capable de recevoir la torche doit être prévu pour la plus grande valeur des 2 scénarios : échappement ou niveau des soupapes du regazéifieur ou évacuation à partir des soupapes de réservoir.  §11.6.2: terminal d'export	
	Souvent, une torche distincte à basse pression est prévue pour la zone de stockage et de chargement.	
NF EN 1474-1 (2009)	-	
NF EN 1532 1997	-	

	Torche et évent
	§7.9.6
NFPA 59A	Les dispositifs de décharge de communiqueront directement à l'atmosphère (torche, évents) et seront isolables du réservoir (notamment pour maintenance et les essais) individuellement (une seule à la fois autorisée). La vanne d'isolement sera verrouillable en position ouverte. L'isolement d'un dispositif doit permettre d'assurer le débit requis.
(2009)	A.14.8.1.1 – Opération de chargement et de déchargement de GNL
	Si du gaz doit être évacué de façon intermittente ou d'urgence, l'évacuation peut se faire verticalement vers le haut, à haute vitesse, pour assurer une dispersion sûre. Il est préférable que l'évacuation des soupapes de décharge soit effectuée à des points distincts et non dans un collecteur commun. Si les conditions locales le permettent, les gaz évacués peuvent être brûlés à la torchère sur les lieux mêmes de l'installation.
	§ 12.9.1
CSA Z276	Les secteurs de l'usine qui peuvent être isolés des réservoirs de stockage ou d'autres sources d'alimentation peuvent être dépressurisés en évacuant les gaz dans l'atmosphère. Dans ce cas, l'évacuation doit être dirigée loin du personnel et de l'équipement.
(2007)	<b>Note 1</b> : Si du gaz doit être évacué de façon intermittente ou d'urgence, l'évacuation peut se faire verticalement vers le haut, à haute vitesse, pour assurer une dispersion sûre. Il est préférable que l'évacuation des soupapes de décharge soit effectuée à des points distincts et non dans un collecteur commun. Si les conditions locales le permettent, les gaz évacués peuvent être brûlés à la torchère sur les lieux mêmes de l'installation.
API 625 (2010)	-

Tableau 24 : Comparaison des prescriptions concernant le réseau torches/évents

## Surveillance de la température des réservoirs

Une mesure de température est fournie :

- (1) Pendant la mise en froid pour contrôler l'opération et éviter une chute de température trop brutale fragilisant l'acier de la cuve,
- (2) Pendant l'exploitation du réservoir :
  - Instrument LTD (Niveau / Température / Densité): l'objectif est de contrôler en permanence le niveau, la température et la densité du GNL à l'intérieur du réservoir. La connaissance de ces valeurs à travers chaque couche de liquide, sur toute la hauteur, permet d'éviter les situations pouvant conduire à un évènement de roll-over.
  - Système de détection de fuite de la cuve primaire : détecteurs de mesure de la température installés dans l'espace annulaire (entre cuve primaire et secondaire) au niveau de la robe de la cuve primaire et de la cornière. Cette surveillance en continu de la température permet d'identifier une fuite de la cuve primaire vers la cuve secondaire.
  - Sondes de température sur la surface chaude de l'isolation (paroi et fond) afin de pouvoir détecter toute fuite et toute détérioration de l'isolation due, par exemple à un tassement;
- (3) Pour contrôler le système de réchauffage de fondation (cf. paragraphe suivant).

	Température des réservoirs	
NF EN 1473 (2007)	\$6.6.4  Le réservoir doit disposer de mesures de température :  * du liquide à différentes hauteurs (au plus tous les 2 m de haut),  * de la phase gaz,  * de la paroi et du fond de l'enceinte primaire,  * de la paroi et du fond de l'enceinte secondaire (sauf si cette dernière est un muret de rétention).  §6.9.3.3  Des sondes de température sont envisagées sur la surface externe des parois et du fond de l'enceinte primaire pour contrôler la mise en froid et le réchauffage (excepté pour les réservoirs à membrane).  La surface externe du mur pour les réservoirs à intégrité totale et/ou à membrane peut être équipée de contrôle de température.  Ces mesures doivent être enregistrées en salle de contrôle. Le nombre et la	
NF EN 14620-1 (2006)	position des sondes doivent permettre de garantir le contrôle du gradient de température.  §7.2.1.4  Le réservoir doit disposer au minimum d'instruments montés à demeure et convenablement positionnés qui permettent de surveiller la température de la manière suivante :  * la température du liquide doit être mesurée à plusieurs profondeurs. La distance verticale entre deux capteurs consécutifs ne doit pas dépasser 2 m;  * surveillance de la température de la phase gazeuse (le cas échéant, en dessous et au-dessus du toit suspendu);  * surveillance de la température au niveau de la robe et du fond de cuve primaire (pour la commande de mise en froid/réchauffage).  §7.2.1.7  Un système de détection de fuites pour la cuve primaire fondé sur la chute de température peut être mis en place.	

	Température des réservoirs	
NFPA 59A (2009)	§10.5  Il doit y avoir des instruments de mesure ou de régulation de la température sur les réservoirs de GNL montés en chantier pour permettre de réguler la température au moment de la mise en service du réservoir ou pour servir de moyen de vérification et d'étalonnage des jauges de niveau du liquide.	
CSA Z276 (2007)	§10.4.1  Il doit y avoir des instruments de mesure ou de régulation de la température sur les réservoirs de GNL montés en chantier pour permettre de réguler la température au moment de la mise en service du réservoir ou pour servir de moyen de vérification et d'étalonnage des jauges de niveau du liquide. §13.3.5.3  On doit utiliser un système de surveillance de la température du fond de la cuve pour effectuer le suivi de la température 6 mois après que la cuve ait été mise en service et tous les ans par la suite. La température du fond de la cuve doit être vérifiée après un séisme qui permet un service normal (SSN) et après signalisation d'une zone anormalement fraîche.	
API 625 (2010)	§7.5.3  Des mesures de température sont requises sur la cuve primaire, situées au fond et sur la hauteur ou en partie intérieure de parois (pour le suivi de refroidissement)	

Tableau 25 : Comparaison des exigences sur la surveillance de la température à l'intérieur des réservoirs

## Contrôle de la température des fondations

Lorsque la température du sol sur lequel repose le réservoir est susceptible de chuter de manière importante, le gel s'infiltre dans les couches souterraines, des lentilles de glace se forment dans le sol (essentiellement dans les sols granuleux) et l'accroissement de ces lentilles de glace finit par générer d'intenses efforts de dilatation qui soulèvent et endommagent le réservoir ou des parties du réservoir (par exemple, les tuyauteries au bas du réservoir).

Afin d'éviter ce phénomène, Il est nécessaire de prévoir un système de chauffage au niveau des fondations.

Une surveillance fréquente de la performance du système de chauffage est essentielle en ce sens qu'elle permet de révéler les premiers signes d'une fuite du réservoir. En cas de fuite, la sonde de température située à proximité de l'endroit de ladite fuite détecte une chute brusque de température. Un enregistrement quotidien des mesures effectuées par les sondes de température est donc recommandé.

	Contrôle de la température des fondations	
NF EN 1473 (2007)	§6.9.3.3  Des sondes de température sont envisagées sur la surface externe du radier en béton ou supports des réservoirs de tous types afin de surveiller le gradient de température.  Ces mesures doivent être enregistrées en salle de contrôle. Le nombre et la position des sondes doivent permettre de garantir le contrôle du gradient de température.  §6.5  Si un gonflement dû au gel est prévisible, un système de chauffage doit être mis en place. Ce système doit être redondant.  Lorsque le radier est surélevé, l'espace ainsi créé doit permettre une circulation naturelle de l'air pour maintenir une température sur la face inférieure du radier ne devant pas être plus de 5°C inférieure à la température ambiante.  Des détecteurs de gaz doivent être installés dans cet espace inférieur pour contrôler la présence ou l'accumulation de gaz en cas de fuite.	
NF EN 14620-1 (2006)	§7.1.9  Le soulèvement par le gel de la fondation doit être évité. Cela peut nécessiter la mise en place d'un système de chauffage intégré dans la fondation. La fondation peut être surélevée de manière à laisser un espace libre entre le niveau du sol et la fondation afin de permettre la circulation d'air. Dans ce cas, le système de chauffage peut ne pas être nécessaire mais il faut démontrer que le phénomène de condensation à long terme et la formation de givre sur le radier sont évités.  §7.1.10  Le système de chauffage de la fondation doit être conçu de telle sorte que la température de la fondation ne descende pas en dessous de 0°C en tout point. Le tracé et la redondance du système de chauffage doivent permettre d'assurer ces conditions même en cas de défaillance d'une bande ou d'un circuit.  La puissance calorifique doit être commandée par au moins deux capteurs de température, reliés à un indicateur de température sur le pupitre de commande et associés à une alarme de température basse.  Annexe D (informative)  Lorsqu'un système de chauffage auto-régulant et à fonctionnement automatique est utilisé, il convient qu'un système automatique à interrupteur marche-arrêt assure l'activation du système de chauffage et le maintien de la température désirée (+5°C à +10°C aux endroits les plus exposés au froid).  Sinon, un système de chauffage à puissance constante peut être utilisé et	

	Contrôle de la température des fondations
	assurer le maintien des fondations à une température de 5°C à son point le plus froid (et 1°C dans une zone morte).  Il convient de surveiller la température avec une alarme de température basse (généralement 0°C) et une alarme de température haute (généralement +50°C).  La surveillance de la température ou de la consommation calorifique dans le cas d'un système autorégulant permet aussi de détecter une fuite du réservoir.
NFPA 59A (2009)	§10.5.2  Des systèmes de suivi de température des fondations des réservoirs cryogéniques seront mis en place lorsque les fondations peuvent être affectées par le gel ou le givre.
CSA Z276 (2007)	§7.1.7.3  Si la cuve externe est en contact avec le sol, il doit y avoir un système de chauffage pour éviter l'isotherme 0°C dans le sol. Le système soit permettre le remplacement de tout élément chauffant ou de tout élément de régulation.  §7.1.7.4  Si l'aménagement des fondations fait appel à une circulation d'air au lieu d'un système de chauffage, le fond de la cuve doit être fait d'un matériau qui convient aux températures exposées.  §7.1.7.5  On doit installer un système de surveillance de température de fond de cuve capable de mesurer la température pour surveiller la tenue de l'isolation du fond de cuve et pour surveiller (le cas échéant) le système de chauffage des fondations.  §10.4.4  Surveillance de la température sur les fondations des réservoirs qui risquent d'être endommagés par le gel et le gonflement du sol.
API 625 (2010)	§6.4.9  Les fondations du réservoir doivent inclure un système permettant de maintenir la température du sol au dessus de 0°C ou elles doivent être surélevées pour que le sol soit écarté de l'effet refroidissant du réservoir.  §7.6.1  Des capteurs de température, installés dans la fondation, permettent la surveillance du système de chauffage. Le système doit être redondant et générer une alarme en cas de défaillance.

Tableau 26 : Comparaison des exigences sur le contrôle de la température de fondation de réservoirs

## ❖ La prévention des sources d'ignition : classement de zone

Afin de prévenir tout risque potentiel d'inflammation, des zones à risque de formation d'atmosphères explosibles sont identifiées et classées. A l'intérieur de ces zones, les sources potentielles d'inflammation sont interdites ou contrôlées.

Classement de zones dangereuses	
EN 1473 (2007)	§4.5.2.1.b  Toute installation doit faire l'objet d'une analyse de zones dangereuses établie conformément à la CEI 60079-10.
NFPA 59A (2009)	§10.7  La norme NFPA 59A propose un classement de zone autour des réservoirs incluant les zones autour des décharges de soupapes, des zones de transfert, des réservoirs  De plus, elle renvoie à la NFPA 70 et NFPA 77 qui elles-mêmes renvoient à l'API 505.
CSA Z276 (2007)	Tableau 7 Idem NFPA 59 A version 2009

Tableau 27 : Comparaison des prescriptions concernant la prévention des sources d'ignition

## ❖ La détection de fuites, feu et gaz

#### Détection de fuites, feu et gaz

§4.5.2.1.e, 14.3

Un système de contrôle de la sécurité doit être indépendant du système de contrôle du procédé. Il doit identifier le danger (détection gaz, GNL, gaz réfrigérant, détection épandage, détection incendie) et le cas échéant mettre en sécurité l'installation automatiquement. Il surveille et contrôle les équipements de sécurité et les paramètres essentiels.

La mise en œuvre d'un arrêt d'urgence de sécurité (ESD) à partir d'un système central et/ou d'une commande manuelle est assurée par le système de contrôle de la sécurité.

Les dispositions relatives aux ESD sont précisées au §14.3.2 (division en soussecteurs, niveau de risposte ESD, transmission des informations d'activation...).

Le module de traitement des signaux ESD doit être SIL3 ou plus.

§6.5

Lorsque le radier est surélevé, des détecteurs de gaz doivent être installés dans l'espace inférieur ainsi créé pour contrôler la présence ou l'accumulation de gaz en cas de fuite.

§6.9.3.3

#### EN 1473 (2007)

Des sondes de températures doivent être envisagées sur la surface chaude de l'isolation (paroi et fond) afin de pouvoir détecter toute fuite ou détérioration de l'isolation.

La surface externe du mur pour les réservoirs à intégrité totale et/ou à membrane peut être équipée de contrôle de température.

Ces mesures doivent être enregistrées en salle de contrôle et toute fuite confirmée doit déclencher une alarme. Le nombre et la position des sondes doivent permettre de garantir la détection de toute fuite.

§6.9.3.6

Les réservoirs de tous types, dont l'espace d'isolation n'est pas en communication avec l'enceinte primaire, doivent être équipés d'un système de circulation d'azote dans l'espace d'isolation. La surveillance de l'étanchéité de l'enceinte primaire est alors possible par détection d'hydrocarbures dans l'azote.

§13.4

La norme prescrit d'installer des systèmes de détection d'épandage de GNL, de gaz inflammable, de flamme, de chaleur, de fumée. La norme donne des recommandations sur le type de détecteurs, leur implantation, les seuils de détection et sur la redondance des équipements (assurer toujours une redondance avec éventuellement technique de vote pour limiter les fausses détections).

## §7.2.1.7

Un système de détection de fuite au travers de l'enceinte primaire doit être prévu par l'un des systèmes suivants : chute de température, détection de gaz ou mesure de pression différentielle.

§7.2.1.8

## EN 14620-1 (2006)

Lorsque l'espace d'isolation ne communique pas avec la cuve primaire (par exemple, cuve à membrane), un système de surveillance de l'espace doit être installé. Ce système doit :

- analyser le gaz d'inertage afin de détecter toute vapeur émise par le produit (fuites au niveau de la membrane),
- procéder à l'inertage à travers l'espace d'isolation pour éviter la formation d'une LII,

Détection de fuites, feu et gaz		
NFPA 59A (2009)	§12.2  La norme américaine requiert une étude spécifique pour l'implantation et les caractéristiques du matériel nécessaire à la détection des incendies, des fuites et des déversements de GNL ou de gaz.  §12.4  La norme présente aussi les prescriptions sur les alarmes et actions associées au système d'arrêt d'urgence qui doivent être déclenchées. Des détecteurs gaz ou des capteurs de basse température génèreront une alarme sonore à un endroit où se trouve du personnel. La détection gaz activera une alarme sonore et visuelle à 25% de la LIE.  La détection incendie génèrera une alarme à l'endroit où se trouve du personnel. Selon les résultats de l'évaluation, les détecteurs activeront l'ESD.	
CSA Z276 (2007)	§12.3 Idem NFPA 59A version 2009	
API 625 (2010)	§7.5.2  Un système de détection de fuite au travers l'enceinte primaire doit être prévue pour tous les réservoirs à double intégrité ou à intégrité totale : détecteur de variation de température, de gaz ou de variation de pression différentielle.  §7.7.1 à 7.7.5  L'API présente les types de détecteurs (gaz, feu, basse température, d'épandage) à positionner sur les différents équipements des réservoirs en fonction des résultats de l'analyse de risques.	

Tableau 28 : Comparaison des prescriptions concernant les systèmes de détection des réservoirs

## Limitation des fuites – gestion des épandages

Les réservoirs avec le remplissage par le haut du réservoir disposent de plateforme de procédés avec des tuyauteries servant au transfert de GNL. Ces plateformes doivent être conçues pour recueillir les fuites potentielles.

La norme canadienne CSA Z276 (2007) renvoie aux exigences de la NFPA 59A version de 2006. Ces exigences sur la gestion des épandages ne seront donc pas analysées dans les tableaux suivants.

### a/ Exigences des normes européennes

a Exigences des normes europeennes		
Normes Types D'équipement	EN 1473	EN 14620-1
Simple intégrité	§ 6.8.1 et 6.8.3  Une cuvette de rétention individuelle, imperméable au GNL et réduisant l'évaporation en cas d'épandage, est nécessaire. Il peut s'agir du terrain si le réservoir est dans une excavation.  Les cuvettes de deux réservoirs peuvent être combinées.  § 6.8.5  La capacité de la rétention doit être équivalente à 110% du volume maximal du plus grand réservoir.  § 6.8.4  L'eau doit pouvoir être drainée vers un puisard dans la cuvette et être évacuée par pompage (inhibition en cas de fuite de GNL).  Si les bords de la cuvette sont à plus de 15 m du réservoir, une fosse de rétention à l'air libre, à l'intérieur de la cuvette, doit être envisagée pour collecter les fuites de canalisations, le trop-plein éventuelElle est dimensionnée sur la base du débit le plus élevé pendant le temps requis pour arrêter la fuite.	§ 7.1.12  Il doit être conçu avec une zone de rétention capable de recueillir l'intégralité du volume du réservoir.  Il est nécessaire de veiller à ce que l'évacuation des eaux de pluie ou d'extinction incendie accumulées dans la rétention s'effectue sans déversement accidentel du liquide stocké.
Double intégrité	§ 6.8.2 et 6.8.3  Murs de la rétention situés à moins de 6 m de l'enveloppe extérieure de l'enceinte primaire.  Le système de rétention doit être imperméable au GNL et réduire l'évaporation en cas d'épandage.  § 6.8.5  Fuite contenue par la seconde enveloppe dimensionnée pour contenir 110% du liquide  § 6.8.4  L'eau doit pouvoir être drainée vers un puisard dans la cuvette et est évacuée par pompage (inhibition en cas de fuite de GNL).	-
Intégrité totale en béton précontraint	§ 4.4.2.3 – tableau 1 Aucun scénario de fuite	-
Membrane en béton précontraint	§ 4.4.2.3 – tableau 1 Aucun scénario de fuite	-

Normes Types D'équipement	EN 1473	EN 14620-1
Béton cryogénique en béton précontraint	§ 4.4.2.3 – tableau 1 Aucun scénario de fuite	-
Sphérique	§ 6.8.1 Une cuvette de rétention individuelle est nécessaire.	-
Enterré en béton précontraint	§ 4.4.2.3 – tableau 1 Aucun scénario de fuite	-
Plateforme procédés	A voir dans l'analyse de risques	-

Tableau 29 : Exigences des normes européennes concernant la gestion des épandages sur les réservoirs

## b/ Exigences des normes américaines

A noter que la norme canadienne fournit intégralement les mêmes exigences.

Normes		
Types d'équipement	NFPA 59A	API 625
Tout type de		
réservoir		
	0.5004	
	§ 5.3.2.1	
	Lorsque la rétention est utilisée pour un seul réservoir, sa capacité doit être une des solutions suivantes :	
	* 110% de la capacité maximale de liquide du réservoir,	
	* 100% lorsque la rétention est conçue pour résister à une vague dynamique en cas de rupture du réservoir	
	* 100% lorsque la hauteur de rétention est supérieure ou égale à la hauteur maximale de liquide dans le réservoir.	
	§5.3.2.2	
	Lorsque la rétention est utilisée pour plusieurs réservoirs, sa capacité doit être au minimum une des solutions suivantes :	
	(1) V=100% de la capacité maximal de tous les réservoirs,	
	(2) V = 110% de la capacité maximum du plus grand réservoir dans la zone de	-
	rétention, où des dispositions ont été prises pour prévenir des risques de	
	fuites, de feu, de conditions cryogéniques, pouvant provoquer la fuite d'un autre réservoir.	
	§6.3.2.11	
	Des systèmes d'élimination de l'eau dans la cuvette seront prévues	
	(pompes, systèmes de drainage). A	
	moins que la conception de la cuvette n'interdise l'entrée d'eau, le système de	
	drainage doit permettre d'évacuer 25% de la quantité d'eau correspondant à un	
	orage représentatif sur 10 ans, pendant	
	1 heure. Les pompes de relevage seront soit à commande manuelle, soit	
	à commande automatique et dans ce cas, elles seront équipées d'un système	
	d'arrêt redondant pour éviter leur	
	fonctionnement en cas d'épandage de GNL.	

Normes Types d'équipement	NFPA 59A	API 625
Réservoir avec pénétration de tuyauterie en dessous du niveau de liquide sans vanne d'isolement interne	Tableau 5.3.3.7  Déversement, au débit maximal avec le réservoir plein, au niveau de l'entrée de la tuyauterie (sous le niveau du liquide) et à surface équivalente (diamètre de pénétration).  Pas de temps de fuite à considérer.	-
Réservoir avec pénétration de tuyauterie en dessous du niveau de liquide avec vanne d'isolement interne	Tableau 5.3.3.7  Déversement à débit maximal avec le réservoir plein, au niveau de l'entrée de la tuyauterie (sous le niveau du liquide) et à surface équivalente (diamètre de pénétration).  Pendant 10 minutes (fermeture de la vanne).	-
Simple intégrité	-	§ 5.2 et Annexe C2  Il doit être entouré par une zone de rétention conçue pour recueillir tout le liquide contenu dans le réservoir
Double intégrité avec remplissage par le haut du réservoir	§ 5.3.2.5 L'enveloppe extérieure est considérée comme la cuvette de rétention requise par la norme.  Tableau 5.3.3.7 Aucun scénario de fuite	§ 5.3 et Annexe C3 L'enveloppe extérieure est considérée comme la cuvette de rétention capable de confiner le liquide mais pas les vapeurs.  Murs de la rétention situés à moins de 6 m de l'enveloppe extérieure
Intégrité totale en béton précontraint avec remplissage par le haut du réservoir	§ 5.3.2.5 L'enveloppe extérieure est considérée comme la cuvette de rétention requise par la norme.  Tableau 5.3.3.7 Aucun scénario de fuite	§ 5.4 et Annexe C4 L'enveloppe extérieure est considérée comme la cuvette de rétention capable de confiner le liquide et les vapeurs.
Plateforme procédés d'un réservoir avec le remplissage par le haut sans piquage en dessous du niveau de liquide	Tableau 5.3.3.7  Fuite de la plus grosse ligne de soutirage à plein débit pendant :  * 10 min s'il y a une surveillance et des systèmes de coupure d'alimentation démontrées et approuvées  * sinon le temps de vider entièrement le réservoir.	-

Tableau 30 : Exigences des normes américaines concernant la gestion des épandages sur les réservoirs

## ❖ Système d'arrêt d'urgence

Dans le cas d'un événement redouté, il est indispensable de pouvoir mettre en sécurité l'installation. Pour cela, les normes recommandent de disposer d'un dispositif d'arrêt d'urgence. La tendance dans la conception est de bien séparer les fonctions de contrôle du procédé des fonctions de sécurité.

Système d'arrêt d'urgence – ESD (Emergency ShutDown system)	
EN 1473 (2007)	\$9.6 Les robinets d'arrêt d'urgence (ESD) doivent être situés au plus près possible des équipements.  Les robinets ESD doivent pouvoir prendre leur position de sécurité de façon autonome grâce à des motorisations pneumatiques (à privilégier) ou hydrauliques et doivent être ignifugés. A défaut de système à sécurité positive, un accumulateur dimensionné pour trois fonctionnements doit être prévu.  La vitesse d'ouverture/fermeture doit être compatible avec les hypothèses de l'étude de dangers et doit aussi prendre en compte les risques de coups de bélier.  §12.1.3  La norme prescrit d'avoir une alimentation électrique de secours qui doit être suffisante pour amener les installations jusqu'à un arrêt contrôlé et ordonné dans le cas d'une perte totale d'alimentation.  §14  La norme donne une description des systèmes de contrôle et définit le rôle de l'arrêt d'urgence de sécurité (§14.3.2),
NF EN 14620-1 (2006)	-
NFPA 59A (2009)	§10.6 L'instrumentation des installations de liquéfaction, de stockage et de vaporisation doit être conçue de façon qu'en cas de panne d'électricité ou du réseau d'alimentation en air, l'installation entre dans un état de sécurité totale qui sera maintenu jusqu'à ce que l'exploitant puisse prendre les moyens nécessaires pour la remettre en marche ou la mettre hors d'usage en toute sécurité. §12.3  La norme exige un système d'arrêt d'urgence (ESD) qui isole ou ferme les sources de fluides inflammables et met hors service les équipements prolongeant ou aggravant la situation d'urgence.  Le système ESD doit être à sécurité positive, ou s'il est installé à moins de 15 m de l'équipement à contrôler, ses composants doivent être hors zone feu ou protégés pour résister à une exposition au feu d'au moins 10 min.  L'actionneur de l'ESD doit être automatique ou manuel ou les deux suivant étude. Dans le cas d'un déclenchement manuel, les commandes doivent être accessibles, à au moins 15 m des appareils qu'elles commandent, et être identifiées.
CSA Z276 (2007)	§10.5 Idem NFPA 59A version 2009 §12.2 Idem NFPA 59A version 2009
API 625 (2010)	-

Tableau 31 : Comparaison des prescriptions concernant les systèmes de mise en sécurité des réservoirs

## **❖** La protection contre les impacts

	Protection contre les projectiles	
EN 1473 (2007)	§4.4.2.2 L'étude de dangers doit prendre en compte les risques d'agressions externes y compris les impacts de projectiles et les possibilités et conséquences de collision camion, avion, navire	
NF EN 14620-1 (2006)	-	
NFPA 59A (2009)	-	
CSA Z276 (2007)	-	
API 625 (2010)	Annexe D §3.2.4  L'analyse de risques doit prendre en compte les risques d'agressions externes y compris les impacts de projectiles.	

Tableau 32 : Comparaison des prescriptions concernant la protection des réservoirs contre les projectiles

## ❖ Moyens de lutte contre l'incendie autour des installations de GNL

Le gaz naturel est, à l'état gazeux, inflammable. Dans le cas d'une fuite de GNL, outre le risque cryogénique qui représente une importance certaine, un incendie peut se déclarer avec des conséquences pouvant être dramatiques. Ainsi, des moyens de lutte contre l'incendie sont installés soit pour éteindre soit pour limiter son extension et protéger des rayonnements thermiques les équipements à proximité.

A noter que l'eau est vivement déconseillée sur un épandage de GNL. En effet, l'application d'eau sur une nappe de GNL augmente très fortement l'évaporation (par la différence de température en particulier) ce qui pourrait conduire à une vaporisation importante de gaz naturel augmentant l'intensité du feu. D'autre part, la projection d'eau sur du GNL peut entrainer des transitions de phase rapide (RPT) non désirées.

Protection active contre l'incendie	
	Le dimensionnement des équipements de lutte contre l'incendie doit être basé
	sur les résultats de l'analyse de risques.
	§13.6.2
EN 1473 (2007)	Deux pompes d'eau incendie au minimum doivent être installées. Des sources d'énergie indépendantes doivent être prévues pour que la capacité totale puisse être fournie en tenant compte de l'indisponibilité d'une pompe. Les systèmes d'alimentation doivent être conçus en tronçons indépendants (en particulier pas de collecteur unique pour les deux pompes). Tous les réseaux doivent être maintenus à une pression minimale, par une pompe jockey ou un réservoir élevé.
	Le débit d'eau doit être calculé sur la base du scénario le plus grave identifié dans l'étude de dangers (majorée de 100 l/s pour les lances manuelles) et pendant une durée minimale de 2h. §13.6.3, 4, 5 et 6
	La norme européenne fournit des prescriptions sur les systèmes d'arrosage par
	pulvérisation d'eau, de rideaux d'eau, de générateurs à mousse
	§13.6.7
	Un système de protection fixe à poudre doit être implanté notamment au niveau points de fuite possibles dont les pompes de GNL, les zones de transfert, les robinets ESD et les tuyauteries de décharge des soupapes de sécurité des réservoirs.
	§7.2.3
NF EN 14620-1	La nécessité d'un système de protection anti-feu doit être analysée en considérant les feux potentiels suivants :  * feux locaux,
(2006)	* feux de soupapes,
	* feux au niveau des installations proches (y compris les réservoirs).
NFPA 59A (2009)	§12.5
	Un système de distribution d'eau incendie doit être prévu sur le site. Le débit d'eau doit être calculé sur la base du plus grand scénario d'incendie probable (majoré pour les lances manuelles) et pendant une durée minimale de 2h. §12.6
	Des extincteurs à poudre portables ou sur roues devront être disposés à des endroits stratégiques. La norme note que la poudre à base de bicarbonate de potassium est recommandée.
	Des véhicules incendie sont requis pour la protection du terminal.

Protection active contre l'incendie	
CSA Z276	§ 11.4 / 11.5 et 11.6
(2007)	Idem NFPA 59A
API 625 (2010)	-
	Les méthodes recommandées pour faire face à des feux de GNL sont:
BP book -	* poudre sèche qui peut éteindre les feux de GNL,
LNG fire protection	* mousse qui peut réduire la taille du feu et son intensité mais n'éteint pas les feux de GNL,
	* rideaux d'eau qui peut aussi réduire l'impact des radiations thermiques sur les structures à proximité ou adjacentes.

Tableau 33 : Comparaison des prescriptions concernant les moyens de lutte contre l'incendie

### Prescriptions relatives aux pompes

Comme détaillé dans le paragraphe 3.3.8, les « in-tank pump » fonctionnent à basse pression (environ 20 barg) et sont composées d'une pompe et d'un moteur immergés dans le GNL. Les pompes sont placées dans une colonne (puit de pompe) qui remonte jusqu'au dôme du réservoir.

A noter que les pompes situées à l'intérieur du réservoir sont toujours montées en « puits ». Les pompes montées en « pot » concernent un autre type de montage de pompe présente sur l'installation (pompe HP par exemple).

Ces pompes BP sont conçues pour transférer le GNL depuis le réservoir et d'augmenter la pression du liquide dans les buts suivants :

- le chargement des méthaniers ou l'alimentation des pompes HP d'envoi (« sendout »).
- le transfert vers un autre réservoir,
- la recirculation interne au réservoir (prévention du risque de roll-over),
- la recirculation des lignes de liquide pour maintenir une température basse,
- un envoi direct vers le réseau.

	Dominos
	Pompes
	§4.5.2.1.a
	Les équipements et canalisations doivent être conçus pour les basses températures, en intégrant les contraintes de contraction, dilatation, coup de bélier, cavitation
	§4.5.2.1.i
	Des pompes à étanchéité renforcée ou à moteurs immergés sont requises pour le GNL.
	§6.3.3
NF EN 1473 (2007)	L'absence de pénétration dans les parois et le fond des enceintes implique l'emploi de pompes immergées. Une plateforme et un équipement de levage approprié doivent être installés sur le toit du réservoir pour permettre l'extraction des pompes lors des opérations de maintenance.
	§7.3
	Chaque pompe doit inclure des robinets pour permettre son isolation, son drainage et sa purge lors des opérations de maintenance.
	Annexe D
	Cette annexe fournit des exigences complémentaires pour le contrôle des pompes, les essais et en fonction du type de pompe en « pot » ou en « puits ».
	A noter que les pompes situées à l'intérieur du réservoir sont montées uniquement en « puits ».
	§7.1.6.1
NF EN 1474-1 (2009)	Il convient de préférence de faire passer toutes les lignes d'entrée et de sortie par le toit du réservoir. Cette conception nécessite l'utilisation de pompes immergées à l'intérieur du réservoir pour l'aspiration et le refoulement du liquide.
NFPA 59A (2009)	-
CSA Z276 (2007)	-

	Pompes
API 625 (2010)	§ 7.3.3  Si les tuyauteries de refoulement du réservoir ne traversent pas la paroi ou le fond, des pompes colonnes et des pompes immergées sont requises. Les pompes doivent pouvoir être changées en cours d'exploitation.  Si les tuyauteries de refoulement du réservoir ne traversent pas la paroi ou le fond, les colonnes des pompes immergées doivent répondre aux conditions suivantes:  * La colonne de la pompe doit s'étendre sur toute la hauteur du réservoir et doit être conçue pour transporter le LNG et abriter la pompe immergée,  * La colonne de pompe doit répondre aux caractéristiques constructives conformes à l'ASME B31.1 ou Section VIII,  * La colonne de pompe doit être conçue pour prévoir le retrait et le remplacement de la pompe immergée en cours d'exploitation.

Tableau 34 : Comparaison des prescriptions concernant les pompes BP immergées

## B/ Comparaison des prescriptions sur les interfaces navire/terre

### ❖ Introduction

L'objectif du chapitre 8.4 est de réaliser une analyse comparative des prescriptions issues des différents codes concernant les interfaces navire / terre à savoir bras de transfert et tuyauteries. Pour cela, pour chaque thème, un tableau détaille les prescriptions et recommandations des normes analysées et se termine par une ligne « bonnes pratiques » constatées sur différents projets.

Pour les bras de transferts, les thèmes suivants seront analysés :

- les distances de sécurité dégagements des bras,
- les dispositifs de sécurité
  - o système d'arrêt d'urgence,
  - o prévention des risques d'arrachement des bras (ERS),
  - o protection au feu et à la fragilisation,
- la prévention des sources d'ignition : classement de zone,
- la détection de fuites, feu et gaz,
- la limitation des fuites gestion des épandages,
- les moyens de lutte contre l'incendie.

Un tableau supplémentaire détaille les prescriptions et recommandations des normes analysées concernant les lignes de transfert de GNL (tuyauteries).

## Les distances de sécurité

Les codes dédiés aux bras de transfert ne prescrivent pas de distances de sécurité mais des règles de conception et d'espacement entre chaque bras.

	Distances de sécurité – Dégagements
NF EN 1473 (2007)	§ 4.4.2.2 et 4.4.2.3  Les interfaces navire/terre et les équipements sur la jetée seront intégrés dans les analyses de risques au travers de l'étude de dangers requise par la norme.  § 5.2  La position de la jetée, essentielle à la détermination des risques liés aux opérations de transfert navire/terre, fera l'objet d'une étude détaillée au stade conceptuel du projet.
NF EN 1474-1 (2009)	§ 4.1.3  Dégagements minimaux d'au moins :  * 0.15 m entre toute partie de bras en service et un bras en position de stockage  * 0.3 m entre toute partie d'un bras en service et toute structure contigüe, équipements, canalisations  * 0.3 m entre toute partie adjacente des bras en service.  Les déflections doivent être prises en compte.
NF EN 1532 (1997)	-
NFPA 59A (2009)	§ 5.3.7.1  Une jetée ou un quai utilisé pour le transfert de GNL doit être placé de sorte que tout navire en cours de chargement ou de déchargement se trouve à une distance d'au moins 30 m de tout pont franchissant une voie navigable.  § 5.3.7.3  Les connexions de chargement ou de déchargement de GNL réfrigéré doivent être situées à une distance d'au moins 15 m d'une source d'ignition, zone de procédés, réservoirs de stockage à moins que cet équipement soit directement associé avec l'opération de transfert.
OCIMF (1999)	§ 4.1.7  Les séparations minimales requises concernent l'espacement entre chaque bras entre eux (0.30 m) et entre les bras et les équipements contigus (0.15 m).  Amendement de la partie 3 - §2.2  Pour les espacements ci-dessus, les déflections doivent être prises en compte.

Tableau 35 : Comparaison des prescriptions concernant les distances de sécurité pour les bras de transfert

## ❖ Dispositifs de sécurité

## a/ Système d'Arrêt d'Urgence (ESD), de mise en sécurité des bras et de secours

La fonction d'arrêt d'urgence ESD (ESD I) est d'arrêter et d'isoler en toute sécurité le transfert de liquide et de vapeur entre la terre et le navire dans le cas par exemple d'un feu, d'une détection de gaz, d'un niveau de réservoir haut, d'une dérive du bateau...

Un deuxième niveau d'arrêt d'urgence (ESD II) consiste en la déconnexion des bras de transfert en cas de déplacement anormal du navire par exemple (cf. chapitre 8.4.3.2).

vient d'équiper le quai de commandes d'arrêt d'urgence de sécurité et de
vient d'équiper le quai de commandes d'arrêt d'urgence de sécurité et de
inexion du système de transfert, ainsi que de commandes à distance des ns de lutte contre l'incendie.  vient d'équiper les bras de chargement par un système de déconnexion ence (voir EN 1474-1).  vient que l'activation du système de détection (fuite, incendie) mette natiquement en œuvre un ESD du système de transfert navire/terre, nette les alarmes dans la salle de surveillance du quai, dans la salle de
ble principale et au navire.
vient qu'un ESD déclenché à la suite de la détection incendie et/ou d'une le gaz soit directement transmis au navire via une ligne de transmission de les câblée. Le déclenchement de l'ESD doit être conforme à l'EN 1473.  4.3  ragraphe décrit les principales fonctions de l'ESD (arrêt des compresseurs vire et des pompes du terminal si le navire est en cours de chargement, des pompes du navire et des compresseurs du terminal si le navire est en de déchargement, fermeture des vannes d'arrêt d'urgence de la traverse vire et des vannes d'arrêt d'urgence du terminal, vidange des bras si saire).  8'éléments pour lesquels le déclenchement automatique de l'ESD est imandé sont la détection feu, dépassement du 1 <sup>er</sup> seuil de dérive decement anormal du navire), niveau élevé dans les cuves du navire ou du nail, détection d'un épandage de GNL, haute ou basse pression dans les du navire ou du terminal, perte de puissance électrique ou de contrôle sur irre ou le terminal.  8. It d'urgence peut être déclenché manuellement à partir de chacun des es de contrôle et activera dans tous les cas automatiquement toutes les cons de l'ESD.  8. A (informative)  8. EXP 2 qui sont les dures de déconnexion d'urgence – cf chapitre 8.4.3.2) en précisant les dures de déconnexion d'urgence – cf chapitre 8.4.3.2) en précisant les dures de déconnexion d'urgence – cf chapitre 8.4.3.2) en précisant les dures de déconnexion d'urgence – cf chapitre 8.4.3.2) en précisant les dures de déconnexion d'urgence – cf chapitre 8.4.3.2) en précisant les dures de déconnexion d'urgence – cf chapitre 8.4.3.2) en précisant les de gaz, doivent pouvoir être actionnées localement et à distance.  8. Margente des vannes doit être vérifié avant les opérations de le gaz, doivent pouvoir être actionnées localement et à distance.  8. Margente de la conception, le contrôle des surpressions doit faire l'objet plus grande attention.

	Système d'Arrêt d'Urgence et de mise en sécurité
	Après la vidange des bras, une pression positive d'azote doit être utilisée pour inerter les bras avant de les déconnecter et de les replacer en position de repos.
EN 1474-1 (2009)	inerter les bras avant de les déconnecter et de les replacer en position de repos.  §5.1  Il est rappelé les deux fonctions de sécurité:  * la fonction du système d'arrêt d'urgence ESD (ESD I): arrêt et isolement. Cette fonction est activée sur incendie, détection gaz, niveau de réservoir haut ou pression anormale, dérive du bateau ou ordre manuel.  * la fonction du système de déconnexion d'urgence ERS (ESD II). Voir chapitre 8.4.3.2.  §5.2  Systèmes d'alarme à deux phases:  * ESD I: arrêt des opérations de transfert: système d'arrêt d'urgence sur quai + arrêt de la pompe de GNL et du compresseur de retour de vapeur.  Si le propriétaire exige que les robinets d'isolement se ferment lors de cette première phase, une évaluation du risque doit être effectuée pour s'assurer que ceci est bénéfique pour la sécurité globale et l'intégrité du système.  * ESD II: Fermeture des robinets ERS + initiation de la déconnexion d'urgence ERC (cf. chapitre 8.4.3.2)  §5.3.3  Les alarmes sonores et visuelles suivantes doivent être affichées à minima sur le panneau de contrôle local:  * basses pressions pour les accumulateurs hydrauliques,  * pressions anormales au niveau des vérins hydrauliques,  * niveaux d'huile bas dans le réservoir,  * basses pressions d'azote dans les accumulateurs.  §5.5.5  Les accumulateurs hydrauliques doivent fournir une puissance hydraulique d'urgence. La réserve de puissance hydraulique doit être suffisante pour permettre la déconnexion et la rétractation de tous les bras d'une rive à une position derrière la ligne d'accostage.  §7.3  Le bras doit être équipé de deux sources d'alimentation hydraulique, la seconde servant de dispositif de secours.  Des accumulateurs hydrauliques doivent être intégrés au groupe hydraulique pour assurer la séquence de déconnexion d'urgence.
OCIMF (1999)	§7.1.10  Dans le cas de perte d'alimentation électrique, l'ERS peut être activé manuellement au moyen d'une vanne hydraulique (idem EN 1474-1).  §10.2.3  Le premier stade de l'ESD (EDS I) initie  * la fermeture des vannes de l'ERS (EN 1474-1 demande à la fermer lors d'un ESD II).  * ESD du quai,  * Arrêt d'urgence des pompes et démarrage des pompes hydrauliques.  Si aucun signal n'est reçu depuis le 1 <sup>er</sup> niveau alarme, les trois fonctions cidessus seront réalisées lors du second niveau d'alarme suivi immédiatement d'un ERC.  A chaque initiation du 1 <sup>er</sup> niveau d'alarme, les vannes ERS de tous les bras de transfert connectés fermeront, les systèmes d'arrêt d'urgence seront activés et toutes les pompes de transfert seront stoppées.  L'OCIMF ne donne pas beaucoup d'informations sur la fonction ESD mais

	Système d'Arrêt d'Urgence et de mise en sécurité
	développe en revanche la fonction ERS (cf. chapitre 8.4.3.2).
	§10.2.3  Les alarmes sur le déplacement du navire vont initier différentes actions dont l'arrêt d'urgence ESD. De plus, la fermeture des vannes ERS est commandée initialement. Puis, après l'ESD, les pompes sont arrêtées et la pompe hydraulique est démarrée.
NFPA 59A (2009) Note 1	lydraulique est démarrée.  §11.3  Des robinets de sectionnement doivent être installés de façon à ce que chaque réseau de transfert soit isolé aux extrémités. On doit s'assurer que le temps de fermeture ne produise pas de coup de bélier pouvant entrainer la défaillance de la conduite ou de l'équipement.  §11.5.3  Les vannes seront présentes au niveau des collecteurs liquide et vapeur, au point de connexion du bras, avec, pour toutes les lignes liquides et les lignes vapeur de 200 mm ou plus, une commande à distance en plus de la commande manuelle. La commande sera située à au moins 15 m du collecteur. La vanne sera à sécurité positive ou sinon elle sera protégée des effets thermiques pour une exposition de plus de 10 minutes (si elle est à moins de 15 m).  §11.5.3.5  La tuyauterie servant uniquement au déchargement liquide sera équipée d'un clapet anti-retour situé sur le collecteur, près du robinet de sectionnement.  §11.5.3.5  Chaque conduite de retour de liquide et de transfert de vapeur doit être munie d'un robinet de sectionnement facilement accessible près de l'approche du quai. Les vannes de 200 mm ou plus seront commandées.  §11.5.4  Chaque système de transfert de GNL doit être doté d'un système d'arrêt d'urgence (SAU) conforme à ce qui suit :  * le SAU peut être activé d'un endroit sécuritaire en cas d'urgence,  * le SAU procure un arrêt efficace et en toute sécurité des composants servant au transfert du GNL.  §12.3  La norme exige un système d'arrêt d'urgence (ESD) qui isole ou ferme les sources de fluides inflammables et met hors service les équipements prolongeant ou aggravant la situation d'urgence.  Le système ESD doit être à sécurité positive, ou s'il est installé à moins de 15 m de l'équipement à contrôler, ses composants doivent être hors zone feu ou être protégée pour résister à une exposition au feu d'au moins 10 min.
	L'actionneur de l'ESD doit être automatique ou manuel ou les deux suivant étude. Dans le cas d'un déclenchement manuel, les commandes doivent être accessibles, à au moins 15 m des appareils qu'elles commandent et identifiées.

Note 1 : le CSA Z276-07 comporte les mêmes exigences que la NFP 59A.

Tableau 36 : Comparaison des prescriptions concernant les systèmes d'arrêt d'urgence pour les zones de transfert

## b/ Prévention des risques d'arrachement des bras (ERS)

La déconnexion au bateau des bras de transfert peut se faire par deux biais :

- le QC/QD : en fonctionnement normal, la déconnexion se fait à ce niveau (non détaillé dans le tableau ci-dessous),
- l'ERS qui est le système de déconnexion d'urgence : La fonction du système de déconnexion d'urgence ERS est de protéger les bras de transfert en les déconnectant dans le cas où le bateau dérive hors de leur enveloppe de fonctionnement.

A noter qu'une défaillance de l'alimentation hydraulique ou électrique ne doit pas entrainer l'activation du système ERS.

Les exigences relatives à la conception et à l'application de l'ERS sont détaillées dans le tableau suivant :

tableau suivant :	
Prévention des risques d'arrachement des bras	
NF EN 1473 (2007)	§5.2  Le positionnement de la jetée d'un terminal de GNL est un facteur essentiel lors de la détermination des risques liés aux opérations de transfert qui devra faire l'objet d'une étude détaillée.  §5.3  Il convient d'équiper les bras de chargement par un système de déconnexion d'urgence (voir EN 1474-1).  Des crocs d'amarrage à largage rapide doivent être prévus sur activation d'un seul interrupteur ou du dysfonctionnement d'un seul composant, sans conduire toutefois au largage simultané de toutes les amarres.
NF EN 1474-1 (2009)	Sur alarme de 2ème phase : ESD II : Fermeture des robinets ERS + initiation de la déconnexion d'urgence ERC.  A l'issue de l'ESD II, les bras doivent se rétracter derrière la ligne d'accostage et se verrouiller hydrauliquement.  A noter qu'en réalité les bras retourneront en position repos.  §5.3.1  Un système constitué de détecteurs d'alarme à seuils doit être monté sur chaque bras pour les mouvements de relevage et de pivotement dans les trois dimensions, afin de détecter toute dérive excessive du navire et de déclencher les alarmes de première phase ESD I et de seconde phase ESD II (voir paragraphe 8.4.3.1 – ESD). Le système d'alarme doit être à sécurité positive.  §5.3.2 et § 7.4  Un système de contrôle permanent de la position (CPMS) des bras peut fournir à l'opérateur et au navire des informations en temps réel (Option). A moins que cette disposition puisse atteindre le niveau SIL requis, il convient qu'elle ne soit pas l'initiatrice de l'ESD.  Nota : Le niveau SIL requis est déterminé au cours de l'analyse de risque.  §5.5.1  Le bras de chargement/déchargement doit être équipé d'une double vanne et d'un déconnecteur d'urgence (ERC) de façon à déconnecter rapidement le bras du navire.  Le système ERS doit être muni d'un dispositif permettant de prévenir les surpressions dues à la dilatation thermique du produit piégé entre deux vannes.  §5.5.2  L'actionnement des deux vannes ERS doit être inter-verrouillé. L'ERC ne doit pouvoir être ouvert que si les deux vannes sont fermées. Les vannes doivent rester en position de fermeture même en cas de défaillance de l'alimentation hydraulique ou électrique. La réouverture des vannes ERS doit être interdite

reconnecté.

(système mécanique, hydraulique ou électrique) tant que l'ERC n'est pas

Prévention des risques d'arrachement des bras	
	§7.2.5
	Il convient que le navire soit amarré de façon sûre. La norme renvoie au guide de l'OCIMF annexe B.
	§7.3
	Il convient que toutes les connexions entre le navire et le terminal soient équipées d'un système de séparation rapide.
	§8.2
	Les bras doivent être mécaniquement connectés au navire, conformément à l'EN 1474.
	§9.3
	Les bras doivent être équipés d'un ensemble de capteurs et de systèmes de surveillance destinés à mesurer tout déplacement du navire. L'information recueillie est ensuite utilisée par le système d'ESD.
	§7.2.14.4 et 7.2.14.5
NF EN 1532 (1997)	Ces deux paragraphes décrivent les procédures de déconnexion d'urgence après exécution de l'ESD (ERP1) ou avant un arrêt d'urgence (ERP2)
(1997)	* ERP1: Si les conditions d'urgence persistent après le déclenchement de l'ESD, les bras doivent être déconnectés par le système de déconnexion d'urgence (ERS). L'ERS est mis en action automatiquement ou manuellement depuis les panneaux de commande de la jetée, du navire ou de la salle de contrôle principale. La déconnexion peut se faire :
	- déconnexion après vidange des bras (bras vides),
	- déconnexion avant vidange des bras (bras pleins),
	Il ne doit pas y avoir de déconnexion physique avant que les deux robinets de l'ERC ne soient effectivement fermés.
	* ERP2 : la déconnexion peut être initiée avant la fin de l'arrêt d'urgence en cas de dérive importante du navire par exemple. L'ERS est mis en action automatiquement ou manuellement depuis les panneaux de commande de la jetée ou de la salle de contrôle principale. La séparation des bras doit immédiatement être suivie par la montée des bras en position de stockage de façon à prévenir toute collision avec le navire lorsque celui-ci quitte le poste d'amarrage.
	§11.8.4
NFPA 59A (2009)	Les bras de chargement ou de déchargement doivent être équipés d'alarme indiquant l'approche de la limite de rupture.
(2009)	§11.9.3  Un système de communication entre le navire et la terre doit être dédié aux actions de déconnexion d'urgence.

#### Prévention des risques d'arrachement des bras

§7.1

Si spécifié par le propriétaire, le bras de transfert doit être équipé d'un système hydraulique de séparation d'urgence (ERS) comprenant un coupleur de séparation d'urgence (ERC) entre les deux vannes de produit situé sur la partie verticale de l'ensemble articulé triple (TSA).

§7.1.10

Le système ERS peut être activé soit de façon automatique, soit manuellement à partir d'un bouton poussoir sur le panneau de contrôle central, soit par une vanne hydraulique.

§7.1.19

Dans une situation d'urgence, l'alimentation hydraulique démarre automatiquement dès le premier niveau d'alarme. Les accumulateurs ne viennent qu'en secours.

**§**9

Ce chapitre fournit des éléments sur la conception du circuit hydraulique pour le fonctionnement normal et en sécurité du bras, y compris les opérations de découplage rapide (ERS).

§9.1-e)

## **OCIMF (1999)**

A la suite d'un ERS, le relâchement du bras doit immédiatement commencer à remonter d'environ 2 m pour finir à une position verrouillé hydrauliquement.

§9.5

Quand spécifié, un bloc d'alimentation hydraulique doit intégrer 2 pompes électro-hydrauliques.

§7.1.3 et §7.1.4

Le fonctionnement de l'ERC doit se faire de manière sûre avec d'abord fermeture complète des vannes ERS et ensuite ouverture de l'ERC.

Des interlocks (mécaniques ou hydrauliques) éviteront l'ouverture de l'ERC avant la fermeture complète des vannes ERS.

§7.1.7 et §7.1.8

En cas de perte électrique ou hydraulique, l'ERS restera en position et ne s'ouvrira pas.

Si des bras peuvent être en service simultanément, un accumulateur dédié à chaque bras sera prévu pour alimenter l'ERS. Une activation manuelle de l'ERS via le circuit hydraulique sera alors possible même en cas de défaut d'électricité. Des alarmes sonores et visuelles seront prévues.

§7.1.10

L'ERS sera commandé automatiquement sur alarme de déplacement, manuellement depuis un/des bouton(s) de commande et, en cas de perte électrique, manuellement via des vannes hydrauliques. Des mesures sont à prendre pour éviter des commandes intempestives.

Tableau 37 : Comparaison des prescriptions concernant la prévention des risques d'arrachement des bras de transfert

## ❖ Protection au feu et à la fragilisation

Protection au feu et à la fragilisation	
NF EN 1473 (2007)	§9.5.1  Les matériaux doivent présenter des propriétés cryogéniques afin de réduire les risques de fragilisation liée à la température du GNL.  Afin d'améliorer leur résistance au feu, les tuyauteries pouvant être exposées à un incendie doivent être fabriquées avec un matériau ayant une température de fusion supérieure à celle de l'acier.  §9.6  Les moteurs pneumatiques des robinets ESD et les câbles de raccordement aériens doivent être ignifugés pendant le temps de mise en œuvre de l'ESD.  §13.2  L'ignifugation des robinets ESD, des équipements critiques pour la sécurité et les supports de structure doit fournir une protection d'au minimum 90 min par :  * du béton préformé ou projeté,  * des matériaux isolants (fibres céramiques, verres cellulaire),
NF EN 1474-1 (2009)	* un enduit intumescent.  §4.8.2  Les équipements critiques, les tuyauteries et éléments de structures qui pourraient être affectés par une éventuelle fuite de GNL doivent être protégés par un choix de matériaux adaptés (béton, acier inoxydable).  §5.5.3  * Les vannes ERS et les vannes de vidange doivent être conformes à l'EN ISO 10497 (tests au feu de la robinetterie),  * Les tuyauteries/flexibles d'alimentation critiques pour les ERS en huile hydraulique, les éléments d'équipements électriques pour la fermeture et l'ouverture des vannes ERS doivent être protégés aussi loin que possible.
NF EN 1532 (1997)	§7.2.14.3  Les systèmes d'arrêt d'urgence doivent être conçus pour rester opérationnels pendant un feu d'une température de 1100°C à 350°C pendant respectivement 1.5 min à 10 min.  §8.3  Les vannes ESD doivent être du type anti-feu selon l'ISO 10497 (identique à l'API 607).
OCIMF (1999)	§7.1.22  Les vannes ERS et la tuyauterie/flexible d'alimentation en huile hydraulique doivent être conformes aux exigences de protection au feu de l'ISO 1047 (aujourd'hui annulée).

Tableau 38 : Comparaison des prescriptions concernant la protection au feu et à la fragilisation des équipements de transfert

## ❖ Prévention des sources d'ignition : classement de zone

Prévention des sources d'ignition	
NF EN 1473 (2007)	§4.5.2.1  Toute installation doit faire l'objet d'une analyse de zones dangereuses établie conformément à la CEI 60079-10.
NF EN 1474-1 (2009)	§5.5.4.2  L'analyse des zones dangereuses exigée par la norme doit être réalisée conformément aux normes EN 60079-10 et EN 1532.  §5.5.5.2  Un joint isolant doit être inséré proche du TSA afin d'isoler électriquement le navire du bras de transfert.
NF EN 1532 (1997)	§6 A l'intérieur de la zone de la jetée, les équipements électriques doivent être définis conformément aux normes européennes EN50014 à EN50020, EN50028, EN50039, EN50054, EN50056 à EN50058 en tenant compte de la zone dans laquelle ils sont utilisés, et les équipements non-électriques doivent être définis conformément à l'EN1127-1.  §7.2.7  Tout risque d'étincelles dans les zones dangereuses doit être évité. [] Il convient d'installer une bride d'isolation entre le navire et le terminal.  §9.10  Toute l'instrumentation sur la jetée doit être antidéflagrante, de sécurité intrinsèque ou d'un type certifié pour la sécurité, en accord avec les EN50014 à EN50020.
NFPA 59A (2009)	Figure 10.7.2 b  La norme NFPA 59A propose un classement de zone autour des bras de transfert de GNL.  De plus, elle renvoie à la NFPA 70 et NFPA 77 qui elles-mêmes renvoient à l'API 505.
OCIMF (1999)	§8.3.1 Un joint isolant doit être inséré proche du TSA afin d'isoler électriquement le navire du bras de transfert. §11.2.4 Les équipements de transfert doivent répondre aux exigences de l'Institute of Petroleum Model Code of Safe Practice, Part 15 qui elle-même se base sur l'IEC 60079-10.

Tableau 39 : Comparaison des prescriptions concernant la prévention des sources d'inflammation pour les zones de transfert

## ❖ La détection de fuites, feu et gaz

La detection de fuites, feu et gaz		
Dispositifs de détection		
NF EN 1473 (2007)	§5.3 Un système de détection doit être prévu pour signaler toute fuite de GNL ou de gaz naturel et aussi pour signaler la présence de fumée ou de flamme en cas de début d'incendie. Il convient que ce système mette automatiquement en œuvre l'ESD du système de transfert terre/navire et transmette les alarmes de salle de surveillance du quai et en salle de contrôle du méthanier et du navire. §13.4 La norme prescrit d'installer des systèmes de détection d'épandage de GNL, de gaz inflammable, de flamme, de chaleur, de fumée. La norme donne des recommandations sur le type de détecteurs, leur implantation, les seuils de détection et sur la redondance des équipements.	
NF EN 1474-1 (2009)	-	
NF EN 1532 (1997)	Les capteurs destinés à détecter les incendies ou les fuites de gaz doivent être installés comme indiqué dans l'EN 1473. Un ESD déclenché directement à la suite d'un incendie d'une fuite de gaz doit être directement transmis au navire. L'ESD doit être déclenché comme indiqué dans l'EN1473.  §9.5.1  Des équipements fixes de lutte contre le feu utilisant de l'eau et de la poudre doivent être installés.  Des canons à poudre peuvent être prévus pour étouffer le feu ou contrôler un incendie. Les réserves de poudre sont situées au niveau inférieur de la jetée pour être protégées du rayonnement thermique.  §9.5.3  Un équipement de lutte contre le feu utilisant de l'eau est essentiel. Il peut être utilisé pour produire un brouillard ou pulvériser de l'eau pour combattre un feu ou créer une barrière de protection pour les interventions. Il peut aussi servir à disperser un nuage de vapeur.  La canalisation prévue peut être, en l'absence de navire, soit vide, soit remplie, mais il importe qu'elle soit en permanence pressurisée lors du transfert de GNL.  Le dimensionnement doit reposer sur les informations fournies dans l'EN 1473.	
NFPA 59A (2009)	§12.2  La norme américaine requiert une étude spécifique pour l'implantation et les caractéristiques du matériel nécessaire à la détection des incendies, des fuites et des déversements de GNL ou de gaz.  §12.4  La norme présente aussi les prescriptions sur les alarmes et actions associées au système d'arrêt d'urgence qui doivent être déclenchées.	
OCIMF (1999)		

Tableau 40 : Comparaison des prescriptions concernant la détection de fuite, de feu et gaz dans les zones de transfert

## Limitation des fuites – gestion des épandages

Gestion des épandages	
NF EN 1473 (2007)	§ 5.3  Il convient de tenir compte de la possibilité d'épandage de GNL, dans la zone à proximité des bras de chargement. Prévoir des dispositions de confinement des fuites et de protection contre la fragilité des éléments structurels en acier carbone.  Pour les zones de transfert où il y a potentiel de fuites (vannes, brides), la capacité de rétention du bassin sera déterminée par l'analyse de risques.
NF EN 1474-1 (2009)	§5.5 En cas de déconnexion du PERC, les vannes sont conçues pour limiter au minimum la quantité de GNL (quelques litres).
NF EN 1532 (1997)	§7.2.13  Des moyens de protection doivent être prévus à la fois sur le navire et la jetée pour limiter les effets d'une fuite et d'un épandage éventuels de GNL.  §9.2.1  La position de la jetée doit prendre en compte la nécessité éventuelle d'une zone de récupération située autour des bras de chargement et/ou de déchargement, des tuyauteries et des vannes associées.
NFPA 59A (2009)	Tableau 5.3.3.7  Le bassin de récupération doit être conçu pour collecter le débit d'une fuite accidentelle d'une seule ligne de transfert pendant 10 minutes ou moins dans le cas d'une surveillance permanente ou de la présence de dispositifs de coupure.
OCIMF (1999)	§7.1.17 En cas de déconnexion du PERC, les vannes sont conçues pour limiter au minimum la quantité de GNL (quelques litres).

Tableau 41 : Comparaison des prescriptions concernant la gestion des épandages dans les zones de transfert

## \* Moyens de lutte contre l'incendie

woyens de latte contre i incendie		
	Moyens de lutte contre l'incendie	
EN 1473 (2007)	§5.3 Il convient d'équiper le quai de commande à distance des moyens de lutte contre l'incendie. §13.6.3, 4, 5 et 6 La norme européenne fournit des prescriptions sur les systèmes d'arrosage par pulvérisation d'eau, rideaux d'eau, générateurs à mousse §13.6.7 Un système de protection fixe à poudre doit être implanté au niveau des zones de chargement/déchargement. Il faut démontrer que la poudre est adaptée à la fois à l'extinction d'un incendie de gaz et à la compatibilité avec la mousse conformément à l'EN 12065.	
EN 1532 (1997)	§7.2.12  Il convient que les équipements de lutte contre l'incendie soient conformes à EN 1473.  §8.5  Les systèmes de lutte contre le feu, situés à proximité des manifolds de navire doivent être les suivants :  * poudres inertes,  * systèmes de pulvérisation d'eau et rideaux d'eau,  * lances à eau,  * vêtements de protection.  §9.5  Des équipements fixes de lutte contre le feu utilisant de l'eau et de la poudre doivent être installés sur la jetée.  Ils doivent être placés suffisamment haut pour garantir que les parties les plus hautes du pont du navire seront atteintes, même au moment de la marée la plus haute de l'année.  Des canons à poudre peuvent être prévus pour étouffer ou contrôler un incendie. Les réserves de poudre sont situées au niveau inférieur de la jetée de façon à ce qu'elles soient protégées des rayonnements thermiques.  Des extincteurs pourront compléter ces dispositifs.	
EN 1474-1 (2009)	-	
OCIMF (1999)	-	
NFPA 59A (2009)	§12 Exigences applicables à l'ensemble du terminal. Pas d'exigence spécifique pour les zones de transfert.	

Tableau 42 : Comparaison des prescriptions concernant les moyens de lutte contre l'incendie dans les zones de transfert

## ❖ Prescriptions relatives aux tuyauteries de GNL

	Tuyauteries
	§4.5.2.1.a
	Les équipements et canalisations doivent être conçus pour les basses températures, en intégrant les contraintes de contraction, dilatation, coup de bélier, cavitation Il est recommandé de maintenir en froid les canalisations, par exemple par recirculation de GNL, protection des canalisations contre les intempéries §4.5.2.1.i
	Le nombre de brides sur les canalisations doit être réduit. Lorsque cela est
	possible, les robinets doivent être soudés en ligne.
	Les capacités sous pression contenant du GNL doivent comporter des robinets d'isolement placés au plus près du piquage de soutirage, à l'extérieur de la jupe. Ces robinets doivent être fermés soit à distance par bouton poussoir soit automatiquement par l'ESD.
	§6.3.3
	Aucune pénétration ne doit exister dans les parois et dans le fond des enceintes primaire et secondaire.  §9
NF EN 1473	Les règles générales concernant la conception des tuyauteries sont précisées,
(2007)	dont la nécessité de prendre en compte les coups de bélier, l'électricité statique, les vibrations, les surpressionsLes exigences sur les composants, les supports, etc., sont précisées.
	§9.7
	Des soupapes doivent protéger les canalisations contre toute surpression provoquée par un apport de chaleur au GNL ou autre hydrocarbure léger piégé dans un espace fermé. Elles sont positionnées, au minimum :
	- dans les limites des installations de procédé, sur chaque volume de canalisations contenant un liquide,
	- dans les zones de stockage, de transfert, sur chaque volume de canalisations pouvant être isolé (tronçons entre deux robinets dans lesquels le GNL ou le gaz froid peut être piégé).
	Si les soupapes peuvent être isolées des équipements à protéger, des dispositions spécifiques doivent être prises (verrouillages, procédures).
	Les décharges des soupapes se font vers le réseau torches/évents ou les réservoirs, en tenant compte des risques de contrepression (cf. chapitre sur la protection contre les surpressions des réservoirs).
	§7.1.6.1
NF EN 14620-1 (2006)	Il convient de préférence de faire passer toutes les lignes d'entrée et de sortie par le toit du réservoir. Cette conception nécessite l'utilisation de pompes immergées à l'intérieur du réservoir pour l'aspiration et le refoulement du liquide.
	Mais en cas d'entrée et sortie par le bas, une vanne d'arrêt interne commandée à distance doit être installée OU la ligne de raccordement par le bas doit être conçue de manière intégrante de la cuve primaire. La 1 <sup>ère</sup> vanne doit être du type commandée à distance et soudée à la ligne de raccordement par le bas. Les raccordements par brides ne sont pas autorisés.
	Pour les réservoirs à membrane, les lignes doivent passer nécessairement par le toit.

	Tuyauteries
NF EN 1532 (1997)	§7.2.15  Toutes les tuyauteries installées à bord du navire et sur le terminal, qui entrent en contact avec le GNL, doivent être constituées de matériaux adaptés, conformes à l'EN 1160.
NFPA 59A (2009)	§5.3.2.7  Les réservoirs à double intégrité et à intégrité totale ne doivent pas avoir de pénétrations de tuyauterie en dessous du niveau de liquide. §11.5.3  Les tuyauteries situées sur le quai seront situées pour ne pas être endommagées par des possibles impacts (trafic routier, navire). §9.9.3  Un dispositif d'évent thermostatique doit être installé pour empêcher la surpression dans toute section de tuyauterie de liquides ou de vapeurs froides pouvant être isolée par des robinets
CSA Z276 (2007)	§5.3.2.7 Idem §5 .3.2.7 de la NFPA59A §11.4.4 Idem §11.5.3 de la NFPA59A §9.8.2 Idem §9.9.3 de la NFPA59A
API 625 (2010)	§7.3.1.4.2  Pour les réservoirs à simple intégrité, les tuyauteries peuvent pénétrer par le toit, le fond ou les parois sauf exigences particulières (réglementations). Si les pénétrations se font par les parois et le fond, des vannes internes doivent être utilisées, qui seront activées automatiquement en cas de défaut sur la tuyauterie externe, en cas de perte électrique. Elles doivent aussi être manœuvrables par une commande locale.  §7.3.1.4.2  Pour les réservoirs à double intégrité et à intégrité totale, les pénétrations des enceintes primaires et secondaires au niveau des parois et du fond ne sont autorisées que si les conditions suivantes sont réunies simultanément :  * des vannes internes existent (cf. ci-dessus),  * un mur de rétention déportée existe en plus du 2ème confinement qui permet de retenir 110% du volume calculé en cas de rupture guillotine et en considérant le temps de fermeture de la vanne interne,  * une analyse de risque est réalisée et il n'existe pas d'interdiction par ailleurs.

Tableau 43 : Comparaison des prescriptions concernant les lignes de transfert de GNL





maîtriser le risque | pour un développement durable |

## Institut national de l'environnement industriel et des risques

Parc Technologique Alata BP 2 - 60550 Verneuil-en-Halatte

Tél.: +33 (0)3 44 55 66 77 - Fax: +33 (0)3 44 55 66 99

E-mail: ineris@ineris.fr - Internet: http://www.ineris.fr