

Conversion des navires GNL en FSRU : évaluation technique, économique et environnemental

Antoine BARTHELEMY

Mémoire présenté pour l'obtention
du titre de
Master en Sciences Nautiques
à l'Antwerp Maritime Academy

Promoteur : Anne-Pascale MORNARD

Année académique 2024-2025

AVANT-PROPOS

Ce travail de fin d'études a été réalisé dans le cadre de l'obtention du diplôme de Master en Sciences Nautiques à l'Antwerp Maritime Academy.

Je tiens à exprimer mes remerciements à ma promotrice, Mme Anne-Pascale Mornard, pour son accompagnement tout au long de la rédaction de ce mémoire, ainsi qu'à M. Geert Freson, capitaine de FSRU, pour l'entretien enrichissant qu'il m'a accordé et pour les précieuses informations opérationnelles qu'il m'a transmises, lesquelles ont grandement contribué à l'élaboration de ce travail.

Ce projet m'a permis d'approfondir ma compréhension opérationnelle de l'exploitation du GNL, en particulier dans le contexte spécifique de la mise en place et du fonctionnement d'un Floating Storage and Regasification Unit (FSRU).

L'idée de ce mémoire a émergé à la suite de mon expérience à bord d'un navire méthanier, puis lors d'une opération de transfert STS avec le FSRU BW Tatiana au large du Salvador. Cette immersion m'a donné envie d'en apprendre davantage sur les unités FSRU et les aspects opérationnels qui y sont liés.

Je considère cet approfondissement comme un atout significatif pour ma future carrière, ayant pour ambition de travailler dans le secteur du GNL. J'espère que ce travail pourra constituer une ressource utile, offrant une synthèse claire des enjeux liés au GNL, et venir en complément du cours Gas/IGF dispensé à l'Antwerp Maritime Academy.

Bonne lecture

RESUME

La hausse de la demande en gaz naturel liquéfié (GNL) a entraîné un essor des unités flottantes de stockage et de regazéification (en anglais *Floating Storage and Regasification Unit - FSRU*). Pour réduire les coûts, plusieurs entreprises privilégient la conversion de navires en fin de vie en FSRU.

Dans quelle mesure la conversion de navires GNL en FSRU représente-t-elle une solution pertinente d'un point de vue technique, économique et environnemental, et quels sont les enjeux associés à leur déploiement à l'échelle mondiale ?

Ce mémoire propose une analyse de la pertinence technique, économique et environnementale de la conversion de navires GNL en FSRU, ainsi que la pertinence du modèle FSRU sur le long terme. La première phase de l'étude s'appuie sur une revue de la chaîne de valeur du GNL (de la production au stockage) à partir de sources scientifiques reconnues. La seconde repose sur un retour d'expérience de professionnels du secteur.

Les résultats montrent que, malgré la pertinence des publications, certaines difficultés opérationnelles sont peu anticipées. Si la conversion est réalisable, les unités conçues spécifiquement sont souvent mieux adaptées.

Le FSRU converti ou non apparaît comme une solution temporaire, économiquement intéressante, mais insuffisante face à la croissance durable des besoins énergétiques dans les années à venir.

ABSTRACT

The rise in demand for liquefied natural gas (LNG) has led to the expansion of floating storage and regasification units (FSRUs). To reduce costs, several companies favor converting end-of-life LNG carriers into FSRUs.

To what extent does the conversion of LNG vessels into FSRUs represent a relevant solution from technical, economic, and environmental perspectives? And what challenges are associated with their global deployment?

This thesis provides an analysis of the technical, economic, and environmental relevance of converting LNG carriers into FSRUs, as well as the long-term viability of the FSRU model. The first phase of the study is based on a review of the LNG value chain — from production to storage — using recognized scientific sources. The second phase draws on feedback from an industry expert.

The findings show that, although the literature is generally relevant, certain operational challenges are poorly anticipated. While conversion is feasible, purpose-built units are often more suitable.

Whether converted or newly built, the FSRU appears to be a temporary, cost-effective solution, but one that remains insufficient to meet the long-term growth in global energy demand.

TABLE DES MATIERES

LISTE DES FIGURES	VIII
LISTE DES TABLEAUX	IX
LISTES DES ABREVIATIONS	X
GLOSSAIRE	XII
INTRODUCTION	1
1 CARACTERISTIQUES DU GNL	3
1.1 PROPRIETES BASIQUES	3
1.2 PROPRIETES THERMODYNAMIQUES	5
1.3 DANGERS DU GNL	8
2 PRODUCTION DU GAZ NATUREL	10
2.1 EXTRACTION FOSSILE	10
2.1.1 Gaz naturel conventionnel	10
2.1.2 Gaz naturel non conventionnel	11
2.2 PAR METHANISATION	14
2.3 PAR METHANATION	14
2.4 TRAITEMENT DU GAZ NATUREL	16
3 LIQUEFACTION DU GAZ NATUREL	19
3.1 PRINCIPE GENERAL	19
3.2 CHOIX DU REFRIGERANT	23
3.3 PROCEDES DE LIQUEFACTION DU GNL	24

4	STOCKAGE ET TRANSPORT DU GNL	29
4.1	CONTRAINTES DU STOCKAGE ET TRANSPORT DU GNL.	29
4.1.1	Boil-Off Gas (BOG)	29
4.1.2	Rollover	31
4.1.3	Construction et isolation	35
4.2	TERMINAL GNL	36
4.2.1	Vue d'ensemble d'un terminal	36
4.2.2	Systèmes de réservoirs	38
4.2.3	BOG Condenser	40
4.2.4	Unité de regazéification	42
4.2.5	Système de transfert de cargaison	46
4.2.6	Système de Relâchement d'Urgence	48
4.2.7	Vannes et pipelines	49
4.3	NAVIRES GNL	50
4.3.1	Système de confinement de cargaison	50
4.3.2	Système d'arrêt d'urgence (ESD)	53
4.3.3	Système de gaz inerte et d'azote	55
4.3.4	Gestion du BOG	57
5	FLOATING STORAGE REGASIFICATION UNIT	59
5.1	VUE D'ENSEMBLE	60
5.1.1	Stockage du GNL	60
5.1.2	Chargement du GNL	61
5.1.3	Gestion du BOG	61
5.1.4	Regazéification du GNL	63
5.2	AFFRETEMENT DES FSRU	64
5.3	COMPARAISON ENTRE TERMINAL ET FSRU	65
5.4	CHOIX DU SITE D'EXPLOITATION	67
5.5	GESTION DU ROLLOVER	68
6	CONVERSION D'UN NAVIRE GNL EN FSRU	70

6.1	INTERET ECONOMIQUE	70
6.2	SELECTION DU NAVIRE CANDIDAT	72
6.3	CONSTRAINTES TECHNIQUES	74
6.3.1	Renforcements structurels	74
6.3.2	Sloshing	77
6.3.3	Amarrage et jetée	78
6.3.4	Sécurité incendie	80
6.3.5	Entretien et inspection	81
7	ENTRETIEN AVEC M FRESON, CAPITAINE DE FSRU	83
7.1	METHODOLOGIE	83
7.2	ANALYSE DES POINTS CLES DISCUTES	84
7.2.1	Mise à niveau des systèmes d'automatisation	84
7.2.2	Systèmes de production et de distribution d'azote	86
7.2.3	Rollover	87
7.2.4	Contraintes météorologiques et géographiques	88
7.3	EXAMEN DES CONCLUSIONS TIREES DE L'ENTRETIEN	89
8	PERTINENCE DU MODELE FSRU	91
8.1	DISPONIBILITE DU GNL	91
8.2	CROISSANCE DE LA DEMANDE EN GNL	92
8.3	CONTRIBUTION ENERGETIQUE D'UN FSRU	94
8.4	REPARTITION GEOGRAPHIQUE DES FSRU	96
8.5	INCERTITUDES DU MODELE FSRU	98
	CONCLUSION	101
	BIBLIOGRAPHIE	103
	LISTE DES ANNEXES	108

LISTE DES FIGURES

FIGURE 1.1 : REPRESENTATION D'UNE MOLECULE DE METHANE.	4
FIGURE 2.1 : PREMIERE EQUATION CHIMIQUE DE METHANATION.	15
FIGURE 2.2 : DEUXIEME EQUATION CHIMIQUE DE METHANATION (EQUATION DE SABATIER).	15
FIGURE 3.1 : REFRIGERATEUR CRYOGENIQUE A CYCLE FERME.	19
FIGURE 3.2 : DIAGRAMME TQ DU GNL	21
FIGURE 3.3 : DIAGRAMME SCHEMATIQUE DU PROCEDE EN CASCADE	25
FIGURE 3.4 : DIAGRAMME D'UN PROCEDE DE LIQUEFACTION A REFRIGERANT MIXTE	26
FIGURE 3.5 : DIAGRAMME D'UN PROCEDE A EXPANSION N ₂ -CH ₄	27
FIGURE 4.1 : RESERVOIR AVEC TRANSFERT DE CHALEUR PAR CONVECTION NON STRATIFIEE.	32
FIGURE 4.2 : RESERVOIR AVEC TRANSFERT DE CHALEUR PAR CONVECTION AVEC ZONES STRATIFIEES.	32
FIGURE 4.3 : DIAGRAMME D'UN TERMINAL GNL DE RECEPTION ET DE REGAZEIFICATION.	37
FIGURE 4.4 : SYNTHESE DES SYSTEMES DE RESERVOIRS	40
FIGURE 4.5 : SCHEMA D'UN SYSTEME DE RE-LIQUEFACTION DE BOG VIA UN CONDENSEUR	40
FIGURE 4.6 : SCHEMA D'UN VAPORISATEUR ORV	44
FIGURE 4.7 : SCHEMA D'UN VAPORISATEUR SCV	45
FIGURE 4.8 : SYSTEME DE CONFINEMENT A MEMBRANE	53
FIGURE 5.1 : PHOTO DU FSRU EXCELERATE SEQUOIA	60
FIGURE 8.1 : DEMANDE GLOBALE DE GNL	93
FIGURE 8.2 : REPARTITION GEOGRAPHIQUE DES FSRU EN 2024	96

LISTE DES TABLEAUX

TABLEAU 1.1 : COMPOSITION TYPIQUE DU GNL PROVENANT DE DIVERSES USINES DE LIQUEFACTION	3
TABLEAU 1.2 : COMPARATIF DES PROPRIETES PHYSIQUES DES GAZ.	5
TABLEAU 1.3 : COMPARAISON DU PCS/PCI DE DIFFERENTS HYDROCARBURES.	7
TABLEAU 1.4 : COMPARAISON DE LA CHALEUR LATENTE DE VAPORISATION (EN KJ/KG)	8
TABLEAU 1.5 : PROPRIETES D'INFLAMMABILITE DES GAZ LIQUEFIES.	9
TABLEAU 2.1 : COMPOSITION DU BIOGAZ.	17

LISTES DES ABREVIATIONS

AAV	Ambient Air Vaporizer
ANSI	American National Standards Institute
ASME	American Society of Mechanical Engineers
ASTM	American Society for Testing and Materials
BOG	Boil Off Gas
BOR	Boil Off Rate
Bscf	Billion Standard Cubic Feet
C3-MRC	C3 (propane) Mix Refrigerant Cycle
CBM	Coal Bed Methane
DMR	Dual Mix Refrigerant
ERC	Emergency Release Coupler
ERS	Emergency Release System
ESD	Emergency Shutdown Device
FSE	Free Surface Effect
FSRU	Floating Storage Regazification Unit
FSU	Floating Storage Unit
GCU	Gas Combustion Unit
GGINL	International Group of Liquefied Natural Gas Importers
GNL	Gaz Naturel Liquéfié
GNS	Gas Naturel Synthétique
GPL	Gaz de Petrole Liquéfié

HD	High Duty Compressors
HPC	High Pressure Compressor
IBS	InterBarrier Space
IFV	Intermediate Fluid Vaporizer
IGC	International Gas Code
IGG	Inert Gas Generator
IS	Insulation Space
LD	Low Duty Compressors
MARVS	Maximum Allowable Relief valve Setting
MLA	Marine Loading Arms
MR	Mix Refrigerant
mtpa	Million tonnes per annum
NIMBY	Not In My Back Yard
ORV	Open Rack Vaporizer
PCI	Pouvoir Calorifique Inférieur
PCS	Pouvoir Calorifique Supérieur
Pmv	Partie par million en volume
Q-Max	Qatar Max
SCV	Submerged Combustion Vaporizer
SMR	Single Mix Refrigerant
SPM	Single Point Mooring
SRV	Shuttle Regasification Vessel
STS	Ship To Ship

GLOSSAIRE

Absorption	Pénétration d'une substance dans une autre substance ayant généralement lieu entre un liquide et un gaz.
Acide de Lewis	Espèce chimique (molécule ou ion) qui peut accepter une paire d'électrons. Une base de Lewis est une espèce chimique (molécule ou ion) qui peut donner une paire d'électrons.
Adsorption	Phénomène de surface par lequel des atomes, des ions ou des molécules depuis une phase gazeuse, liquide ou une solution solide.
Anaérobie	Système capable de fonctionner sans air. Micro-organisme qui peut vivre dans un milieu privé d'air.
Biogaz	Gaz issu le plus souvent de la fermentation d'éléments organiques sous l'action de micro-organismes.
BLEVE	Vaporisation violente à caractère explosif d'un liquide, consécutive à la rupture brutale du réservoir le contenant.
Catalyseur	Substance qui catalyse. La catalyse se réfère à l'accélération ou la réorientation de la cinétique de réaction au moyen d'un catalyseur, et dans certains cas à la sélectivité pour diriger la réaction dans un sens privilégié.
Chaleur latente de vaporisation	Quantité de chaleur qu'il faut apporter par unité de masse à un corps pur liquide pour l'obtenir à l'état gazeux à la même température sous pression constante.
Chaleur sensible	Quantité de chaleur qui est échangée, sans transition de phase physique, entre plusieurs corps formant un système isolé.
Combustion	Réaction chimique où une vapeur d'hydrocarbure inflammable se combine avec de l'oxygène pour produire du CO ₂ et de l'eau.
Condensation	Phénomène par lequel un gaz, une vapeur, diminue de volume et augmente de densité.
Conductivité	Capacité d'un matériau à diffuser la chaleur, conduire l'électricité ou laisser passer un fluide, sous l'effet d'un gradient de température, de potentiel ou de pression
Convection	Transport de chaleur dans un fluide, par déplacement de molécules.

Cycle de réfrigération (ou frigorifique)	Cycle thermodynamique permettant d'abaisser la température d'un milieu relativement froid et simultanément d'augmenter la température d'un autre milieu relativement chaud au moyen d'une dépense d'énergie mécanique.
Densité d'un liquide	Définie comme sa masse par unité de volume, généralement exprimée en tonnes métriques par mètre cube (mt/m^3), mais peut également être indiquée en kilogrammes par mètre cube (kg/m^3), par décimètre cube (kg/dm^3) ou par litre (kg/l).
Détendeur	Appareil servant à détendre un gaz conservé sous pression, avant sa sortie.
Echangeur de chaleur à contre-courant régénératif	Dispositif thermique utilisé pour transférer de l'énergie thermique entre deux fluides qui circulent dans des directions opposées, ce qui optimise l'efficacité du transfert de chaleur. Les échangeurs de chaleur régénératifs sont des dispositifs utilisés pour l'échange indirect de chaleur entre fluides (ou gaz) chauds et froids. Dans ces dispositifs, la chaleur est d'abord transférée d'un fluide chaud vers un matériau de stockage, puis vers un fluide froid
Electrolyse	Méthode qui permet de réaliser des réactions chimiques grâce à une activation électrique. C'est un processus de conversion d'énergie électrique en énergie chimique.
Enthalpie	Grandeur thermodynamique égale à la somme de l'énergie interne et du produit de la pression par le volume. Souvent utilisée pour calculer l'énergie échangée lors d'un changement d'état ou d'une réaction chimique.
Entropie	Grandeur physique qui caractérise le degré de désorganisation d'un système thermodynamique.
Evaporation	Passage progressif d'un liquide à l'état gazeux sous l'action d'une source de chaleur ou d'un corps qui provoque sa vaporisation.
Fracturation hydraulique	Dislocation ciblée de formations géologiques peu perméables par le moyen de l'injection sous très haute pression d'un fluide destiné à fissurer et microfissurer la roche.
Franc-bord	Distance comprise entre la ligne de flottaison et le pont principal (à la ligne de pont - deck line) mesurée au milieu du navire (midships).
Gaz naturel synthétique	Gaz naturel produit par réaction du gaz de synthèse sur un catalyseur au nickel dans un réacteur de méthanation
Hydrate de méthane	Composé solide, résultat de la cristallisation d'un mélange d'eau et de méthane sous certaines conditions de température et de pression
Kérogène	Constituant organique présent dans la roche mère qui pourra donner du pétrole par pyrolyse si les conditions de température et de pression sont favorables.

Liquéfaction	Changement d'état qui fait passer un corps de l'état gazeux à l'état liquide.
Méthanation	Procédé industriel qui vise à créer une réaction chimique ou biologique en combinant de l'hydrogène avec du dioxyde de carbone ou du monoxyde de carbone.
Méthanisation	Processus biologique de dégradation des matières organiques. Elle est appelée aussi biométhanisation ou digestion anaérobie.
Point d'auto-inflammation	Température à partir de laquelle une substance s'enflamme spontanément en l'absence de flamme pilote, dans l'atmosphère normale.
Point d'ébullition	Température à laquelle le liquide commence tout juste à s'évaporer à une pression donnée lorsque la température augmente dans le cas d'un liquide pur.
Point d'éclair (ou point d'inflammabilité)	Correspond à la température la plus basse à laquelle un corps combustible émet suffisamment de vapeurs pour former, avec l'air ambiant, un mélange gazeux qui s'enflamme sous l'effet d'une source d'énergie calorifique telle qu'une flamme pilote, mais pas suffisamment pour que la combustion s'entretienne d'elle-même (pour ceci, il faut atteindre le point d'inflammation).
Point de rosée	Température à laquelle un gaz atteint la saturation lorsqu'il est refroidi à pression constante, et qu'il contient commence à se condenser.
Pouvoir calorifique	Quantité de chaleur qui se dégage lors de la combustion complète d'une quantité de gaz naturel, dans des circonstances bien définies.
Pression de vapeur	Pression à laquelle un liquide et sa vapeur sont en équilibre à une température donnée
Pression statique	Pression que mesure un capteur qui se déplace à la même vitesse que le fluide.
Réfrigérant	Espèce chimique utilisée pour condenser les vapeurs ou pour refroidir ou chauffer un liquide.
Regazéification	Opération consistant à remettre à l'état gazeux un liquide pétrolier, tel que le gaz naturel liquéfié.
Schiste	Roche qui présente une structure feuilletée.
Sous-refroidissement	Correspond toute température inférieure à la température de saturation.
Stratification	Disposition, en couches successives (strates).

Surface d'échange thermique	Surface utile d'un échangeur, à travers laquelle s'effectue le transfert thermique entre deux fluides.
Taux de conversion (chimie)	Fraction d'un réactif qui réagit lors d'une réaction chimique
Taux normal d'évaporation	Vitesse à laquelle un liquide se transforme en vapeur et s'échappe dans l'atmosphère.
Température critique	Température limite au-dessus de laquelle un gaz miscible ne peut pas être liquéfié par compression. Au-delà de cette température, il n'est pas possible de condenser un gaz en augmentant la pression.
Température critique	Valeur maximum de température pour laquelle la distinction entre gaz et liquide peut être faite. Associé aussi à une pression critique.
Température cryogénique	Température inférieure à -150 °C jusqu'au zéro absolu (-273 °C).
Température de saturation	Température d'ébullition d'un liquide sous une pression donnée
Torchère	Tuyauterie élevée qui permet de dégager et de brûler les gaz excédentaires d'hydrocarbures.
Vaporisation	Changement d'état d'un corps de l'état liquide à l'état gaz.
Volatilité	Capacité d'une substance à passer de l'état liquide à l'état gazeux (vaporisation) ou de passer de l'état solide à l'état gazeux (sublimation)

INTRODUCTION

Dans un contexte mondial marqué par la transition énergétique et la nécessité croissante de sécuriser les approvisionnements en gaz naturel, les Floating Storage Regasification Units (FSRU) s'imposent comme une solution technologique innovante et stratégique. Ces unités flottantes, qui permettent le stockage et la regazéification du gaz naturel liquéfié (GNL), offrent une alternative plus flexible, plus rapide et plus économique aux terminaux de GNL terrestres traditionnels. Leur développement accéléré dans diverses régions du globe, témoigne de leur importance croissante dans le paysage énergétique mondial.

Cependant, cette expansion rapide soulève également de nombreuses questions, notamment en matière de durabilité. En effet, si les FSRU peuvent contribuer à une réduction des émissions de gaz à effet de serre en remplaçant des sources d'énergie dites plus polluantes comme le charbon ou le fioul, leur mise en œuvre comporte aussi des impératifs techniques et économiques non négligeables : construction des navires et recyclage, consommation d'énergie pour la regazéification, distribution du gaz.

Partant de ce constat, la question suivante est posée :

« Dans quelle mesure la conversion de navires GNL en FSRU représente-t-elle une solution pertinente d'un point de vue technique, économique et environnemental, et quels sont les enjeux associés à leur déploiement à l'échelle mondiale ? »

Ceci devient donc la question de recherche de ce mémoire.

Ce travail vise à ainsi à analyser le développement des FSRU à l'échelle mondiale, en examinant les capacités technologiques qui sous-tendent leur déploiement. Il a pour but de fournir des éléments factuels de compréhension global allant de la production, au stockage et à la distribution du GNL, par l'intermédiaire des FSRU.

Ce travail s'appuie principalement sur l'analyse de publications scientifiques reconnues dans le domaine des FSRU et du GNL. Ces travaux permettent de poser un cadre théorique solide et d'examiner les aspects techniques, économiques et environnementaux associés au développement des FSRU.

En complément, un entretien avec un expert du secteur spécialisé, ayant une expérience pratique dans le déploiement des FSRU, apporte un éclairage empirique précieux. Cette approche permet d'enrichir l'analyse avec des perspectives réelles sur les défis rencontrés sur le terrain.

Afin d'apporter une compréhension globale et structurée du sujet, le travail est structuré en huit chapitres qui couvrent l'ensemble de la chaîne du GNL, depuis ses caractéristiques et sa production jusqu'à sa liquéfaction, son transport et son stockage, en passant par l'étude des méthaniers et des infrastructures associées. Il approfondit ensuite le fonctionnement des FSRU, se concentrant sur la conversion de navires existants, les aspects techniques, ainsi que leur impact environnemental.

A l'issue de ce travail de mémoire de fin d'études, j'espère pouvoir éclairer le lecteur sur l'intérêt stratégique et l'utilité opérationnelle du déploiement des FSRU dans le contexte actuel.

1 CARACTERISTIQUES DU GNL

1.1 Propriétés basiques

Les propriétés du GNL varient en fonction de sa composition qui dépend de la source du réservoir du gaz d'origine et de son historique de traitement/fractionnement. Bien que le GNL soit principalement composé de méthane (environ 87 % à 99.8 % en mole), sa composition inclut également d'autres hydrocarbures plus lourds, généralement les C2 à C4 et plus, de l'azote, des traces de soufre (moins de 4 ppmv) et du CO₂ (50 ppmv) (Mokhatab et al., 2014).

Le tableau suivant montre plusieurs exemples de GNL de compositions variables suivant les pays du monde.

Tableau 1.1 : Composition typique du GNL provenant de diverses usines de liquéfaction

Source : (Mokhatab et al., 2014)

Table 1-1 Typical Composition of LNG from Various Liquefaction Plants						
Component, mole %	Nigeria LNG	Arun LNG	Brunei LNG	Oman LNG	Atlantic LNG	Kenai LNG
Methane	87.9	88.48	89.4	90	95	99.8
Ethane	5.5	8.36	6.3	6.35	4.6	0.1
Propane	4	1.56	2.8	0.15	0.38	0
Butane	2.5	1.56	1.3	2.5	0	0
Nitrogen	0.1	0.04	0.2	1	0.02	0.1

(ILEX Energy Consulting, 2003)

Le GNL est donc principalement composé de méthane (CH₄). Le gaz naturel est incolore à température ambiante, inodore et non toxique. En plus du méthane, il contient des quantités variables d'eau, de dioxyde de carbone, de sulfure d'hydrogène, d'azote et d'autres substances non hydrocarbonées.

Le méthane a la formule chimique CH₄. L'atome de carbone peut former 4 liaisons. C'est le composé le plus simple de carbone et d'hydrogène. Dans la molécule de méthane, les liaisons entre les atomes de carbone et d'hydrogène sont très fortes, rendant ce composé très stable.

Cette stabilité est importante, car elle permet à la molécule de rester intacte dans la plupart des conditions de pression et de température. (Society of International Gas Tanker and Terminal Operators Ltd, 2016)

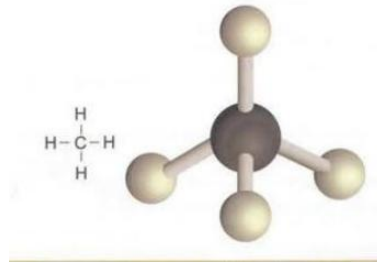


Figure 1.1 : Représentation d'une molécule de Méthane.

Source : (Society of International Gas Tanker and Terminal Operators Ltd, 2016)

Les combustibles avec une forte teneur en hydrogène ont un pouvoir calorifique élevé ce qui est le cas du méthane. En revanche, les combustibles plus lourds ont une faible teneur en hydrogène (Society of International Gas Tanker & Terminal Operators Ltd, 2016).

Lorsque le GNL est vaporisé et utilisé comme carburant sous forme de gaz naturel, il génère très peu d'émissions de particules et des émissions de carbone nettement inférieures à celles des autres combustibles hydrocarbonés (Society of International Gas Tanker & Terminal Operators Ltd, 2016).

Les produits de combustion du GNL ne contiennent presque pas d'oxydes de soufre et un faible niveau d'oxydes d'azote, ce qui fait du GNL une source d'énergie « propre ». (Mokhatab et al., 2014).

Ici, le terme « propre » souligne spécifiquement l'absence d'émission de particules fines dans l'atmosphère lors d'une combustion complète du gaz. Toutefois, une combustion incomplète peut toujours entraîner des rejets de méthane dans l'atmosphère.

La densité du GNL se situe généralement entre 430 kg/m³ et 470 kg/m³, soit moins de la moitié de celle de l'eau. La densité de la vapeur du GNL (généralement exprimée en kilogrammes par mètre cube (kg/m³)) montre que les vapeurs de GNL sont plus légères que l'air dans des conditions ambiantes de température et de pression.

En liquéfiant le gaz, son volume est réduit par un facteur de 600, ce qui signifie que le GNL à -160°C occupe seulement 1/600 de l'espace requis pour le même poids de gaz à température ambiante. Le tableau 1.2 inclut des données sur les ratios de condensation et d'évaporation pour le méthane, ainsi qu'une comparaison avec d'autres hydrocarbures.

Tableau 1.2 : Comparatif des propriétés physiques des gaz.

Source : (Society of International Gas Tanker and Terminal Operators Ltd, 2016)

Gas	Atmospheric Boiling Point (°C)	Critical Temperature (°C)	Critical Pressure (bara)	Condensing Ratio dm ³ Liquid / 1 m ³ gas	Evaporating Ratio m ³ Vapour / m ³ Liquid	Liquid Relative Density at Atm. Boiling Pt. (Water = 1)	Vapour Relative Density (Air = 1)
Methane	minus 162 (-162)	minus 82.5 (-82.5)	44.7	1.631	613	0.427	0.554
Ethane	minus 88.6 (-88.6)	32.1	48.9	2.453	408	0.540	1.048
Propane	minus 42.3 (-42.3)	96.8	42.6	3.380	296	0.583	1.55
n-Butane	minus 0.5 (-0.5)	153	38.1	4.32	231	0.600	2.09
i-Butane	minus 11.7 (-11.7)	133.7	38.2	4.36	229	0.596	2.07
Ethylene	minus 103.9 (-103.9)	9.9	50.5	2.20	455	0.570	0.975
Propylene	minus 47.7 (-47.7)	92.1	45.6	3.08	325	0.613	1.48

1.2 Propriétés thermodynamiques

Le GNL se comporte de manière très similaire à l'eau, bien que la transition solide/liquide ne soit pas pertinente, car les cargaisons sont toujours transportées à l'état où elles changent de phase, passant du liquide à la vapeur (Society of International Gas Tanker and Terminal Operators Ltd, 2016).

La cargaison absorbe la chaleur de l'environnement, ce qui fournit la chaleur latente nécessaire pour provoquer la vaporisation et augmenter la pression du réservoir de la cargaison (Society of International Gas Tanker and Terminal Operators Ltd, 2016).

La température à laquelle un liquide pur commence à s'évaporer dépend de la pression exercée sur sa surface. Le processus continuera à la même température, à condition que la pression soit maintenue constante.

Inversement, si la vapeur surchauffée est refroidie à cette même pression, elle deviendra saturée à la même température et se condensera entièrement pour redevenir liquide à cette température.

Pour un mélange de gaz liquéfiés, le liquide se comportera différemment en raison des volatilités variées de ses composants.

Le point d'ébullition du GNL varie en fonction de sa composition, mais il est typiquement de -162 C° à pression atmosphérique (1 bar absolu). La présence de composants plus lourds dans le GNL augmente le point d'ébullition de la cargaison pour une pression donnée.

Le pouvoir calorifique est l'énergie dégagée sous forme de chaleur par la réaction de combustion par le dioxygène, autrement dit la quantité de chaleur. Elle est exprimée en général en kilojoules par kilogramme (noté kJ/kg ou kJ·kg⁻¹), mais on rencontre également le pouvoir calorifique molaire en kilojoules par mole (kJ/mol). Pour le gaz naturel, il est aussi souvent exprimé en kilowatts-heures par normo mètre cube (noté kWh/Nm³).

Pour mesurer ce pouvoir, on utilise deux indicateurs : le Pouvoir Calorifique Supérieur (PCS ou *Higher Heating Value* en anglais) et le Pouvoir Calorifique Inferieur (PCI ou *Lower Heating Value* en anglais) (Speight, 2019).

Le PCS donne le dégagement maximal théorique de la chaleur lors de la combustion, y compris la chaleur de condensation de la vapeur d'eau produite lors de la combustion. L'eau formée pendant la combustion étant ramenée à l'état liquide et les autres produits étant à l'état gazeux (Speight, 2019).

Le PCI détermine la quantité de chaleur par unité de volume libérée lors d'une combustion complète, sans tenir compte de la vapeur d'eau contenue dans les fumées. Sa valeur varie selon le combustible en général et le type de gaz, en particulier. En outre, le PCI n'est pas constant dans le temps (Speight, 2019).

Le PCI est donc toujours inférieur au PCS et sa différence est généralement d'environ 10 %, en raison de la chaleur latente significative contenue dans la vapeur d'eau des gaz d'échappement (Speight, 2019).

Pour estimer la quantité d'énergie libérée sous forme de chaleur, on se base plus sur le PCS. Ce tableau indique donc que le méthane possède plus d'énergie libérée lors de la combustion que les autres hydrocarbures.

Il est à noter que cette valeur ne prend pas en compte la chaleur latente de vaporisation (ou enthalpie de vaporisation), qui est l'énergie nécessaire pour vaporiser le GNL.

La figure ci-dessous compare le PCS / PCI suivant différents hydrocarbures, on considère le GNL étant plus proche du méthane.

Tableau 1.3 : Comparaison du PCS/PCI de différents hydrocarbures.

Source : (Linstrom, 1997)

Nom	PCS (MJ/kg)	PCI (MJ/kg)
Charbon ¹	34,1	33,3
CO	10,9	10,9
Gaz naturel ²	42,5	38,1
Méthane	55,5	50,1
Ethane	51,9	47,6
Propane	48,9	45,8
Essence ³	46,7	42,5
Diesel ³ ou FOD	45,9	43,0
Dihydrogène	141,9	120,1

Lorsque la quantité de chaleur augmente, la masse du liquide subit une diminution de température car l'évaporation va récupérer de la chaleur dans la masse même du liquide, ce qui fait provoquer une baisse de sa température.

La chaleur latente de vaporisation peut être exprimée en kJ/mol ou en kJ/kg. Voici quelques données pour les hydrocarbures principaux du GNL (en kJ/mol) (source: Linstrom, 1997).

- Méthane (CH₄) : 8,19 kJ/mol
- Éthane (C₂H₆) : 14,7 kJ/mol
- Propane (C₃H₈) : 19,0 kJ/mol
- Butane (C₄H₁₀) : 22,44 kJ/mol

Plus la molécule est grande (plus longue chaîne carbonée), plus la chaleur latente de vaporisation est élevée en kJ/mol. Le méthane a la plus faible chaleur latente de vaporisation car c'est la plus petite molécule, avec des interactions intermoléculaires faibles.

Cependant en considérant la taille des molécules pour une masse de 1kg, il y a beaucoup plus de molécules de méthane que de butane par exemple. La chaleur latente de vaporisation devient donc plus élevée en kJ/kg comme indiqué dans le tableau suivant.

Il faut donc plus d'énergie/chaleur pour vaporiser le GNL et l'utiliser en tant que gaz que les autres hydrocarbures.

Tableau 1.4 : Comparaison de la chaleur latente de vaporisation (en kJ/kg)

Source : (Włoddek, 2019)

Component	Short symbol	Latent heat of vaporization (kJ/kg)
methane	C ₁	510.83
ethane	C ₂	489.33
propane	C ₃	425.59
iso-butane	i-C ₄	365.10
n-butane	n-C ₄	385.71
nitrogen	N ₂	199.18

1.3 Dangers du GNL

Le GNL est un liquide cryogénique incolore, inodore et non corrosif à pression atmosphérique normale (Mokhatab et al., 2014). Cependant, comme pour tout matériau gazeux, la libération de gaz naturel à partir du GNL peut provoquer une asphyxie en raison du manque d'oxygène dans un espace confiné et mal ventilé, et peut s'enflammer si elle est mélangée avec les bonnes concentrations d'air. Les brûlures cryogéniques peuvent se produire en cas de contact direct avec des liquides cryogéniques, des métaux ou des gaz froids.

La plupart des métaux perdent leur ductilité à ces températures, ce qui peut entraîner la rupture fragile de nombreux matériaux. En cas de déversement de GNL, les fortes contraintes thermiques générées par la contraction limitée du revêtement entraîneront la fracture de l'acier (Mokhatab et al., 2014).

Le GNL ne réagit pas avec l'air, l'eau, l'eau salée. Mais 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.

Lorsque le GNL est déversé d'un réservoir dans l'eau, il forme une flaque de liquide à la surface de l'eau. Un nuage de vapeur ressemblant à un brouillard se forme alors près de l'eau, à mesure que le liquide se réchauffe et se transforme en vapeur de gaz naturel. L'air ambiant se mélange au nuage à mesure qu'il continue de se réchauffer, et finalement, la vapeur de gaz naturel se disperse dans l'atmosphère (Mokhatab et al., 2014).

Les vapeurs libérées par le GNL, si elles ne sont pas contenues, se mélangeront avec l'air ambiant et seront transportées par le vent, ce qui pourrait créer un nuage de vapeur susceptible de devenir inflammable et explosif. Un gaz inflammable ne pourra brûler dans l'air que lorsque le mélange se situe dans une certaine plage, appelée « plage inflammable », qui dépend du type de gaz impliqué. (Society of International Gas Tanker and Terminal Operators Ltd, 2016)

Il n'y a pas de corrélation directe entre la température d'auto-inflammation (auto-ignition) et la pression de vapeur ou le point d'inflammation du gaz. Par conséquent, c'est le point d'inflammation (*flash point* en anglais) qui est utilisé pour la classification de l'inflammabilité des gaz, plutôt que la température d'auto-inflammation, car les sources d'ignition les plus probables sont les flammes externes ou les étincelles (Society of International Gas Tanker and Terminal Operators Ltd, 2016).

Tableau 1.5 : Propriétés d'inflammabilité des gaz liquéfiés.

Source : (Society of International Gas Tanker and Terminal Operators Ltd, 2016)

Liquefied Gas	Flash Point (°C)	Flammable Range (percent by vol. in air)	Auto-Ignition Temperature (°C)
Methane	minus 175 (-175)	5.3 to 14.0	595
Ethane	minus 125 (-125)	3.0 to 12.5	510
Propane	minus 105 (-105)	2.1 to 9.5	468
n-Butane	minus 60 (-60)	1.5 to 9.0	365
i-Butane	minus 76 (-76)	1.5 to 9.0	500
Ethylene	minus 150 (-150)	3.0 to 34.0	453
Propylene	minus 108 (-108)	2.0 to 11.1	453
α -Butylene	minus 80 (-80)	1.6 to 10.0	440

2 PRODUCTION DU GAZ NATUREL

Cette section propose un aperçu des principales méthodes d'extraction et de production du gaz naturel destiné à la liquéfaction, en vue de son transport et de son stockage. Une description plus complète des différents procédés est disponible en Annexe A – Production du gaz naturel de ce mémoire.

2.1 Extraction fossile

Le gaz naturel issu de l'extraction fossile peut être qualifié de « conventionnel » lorsqu'il peut être extrait de la Terre soit par la pression naturelle, soit par des mécanismes de pompage. Cela s'oppose aux sources de gaz « non conventionnelles » telles que le gaz de schiste, le gaz de réservoir compact et le méthane des couches de charbon, qui nécessitent des technologies nouvelles pour être exploitées (Mokhatab et al., 2014).

2.1.1 Gaz naturel conventionnel

Le gaz naturel et le pétrole brut sont souvent associés et extraits simultanément des mêmes gisements, ou encore des mêmes zones de production.

L'exploration (recherche de gisements) et l'extraction du gaz naturel utilisent des techniques à peu près identiques à celles de l'industrie du pétrole. Une grande partie des gisements de gaz connus à travers le monde a d'ailleurs été trouvée au cours de campagnes d'exploration dont l'objectif était de trouver du pétrole (Speight, 2019)

Le gaz naturel peut être « associé » c'est-à-dire trouvé dans les champs pétroliers ou « non associé » c'est-à-dire directement isolé dans des gisements de gaz naturel (Speight, 2019).

Le gaz associé (ou gaz pétrolier associé), est une forme de gaz naturel que l'on trouve avec les dépôts de pétrole, soit dissous dans le pétrole, soit sous forme de « chapeau gazeux » libre au-dessus du pétrole dans le réservoir. (Speight, 2019).

Le gaz naturel non associé provient du même processus géologique de craquage thermique qui transforme le kérogène en pétrole. En conséquence, le pétrole et le gaz naturel se trouvent souvent ensemble.

Comme le pétrole, les réserves de gaz naturel se trouvent souvent sous l'eau, dans des champs gaziers offshore. La technologie utilisée pour extraire et transporter le gaz naturel offshore est différente de celle des champs terrestres. Elle utilise quelques grandes plateformes de forage offshore, en raison des coûts et des difficultés logistiques liées aux opérations en mer (*Raffinage pétrolier : fonctionnement et acteurs de raffinerie, s. d.*).

Dans les deux cas (associé et non-associé), le gaz extrait provenant des têtes de puits contient généralement divers contaminants et gaz acides qui ne peuvent pas être envoyés directement à l'unité de liquéfaction (Speight, 2019). Il doit passer par différentes unités de traitement pour éliminer les composants indésirables. Ce point sera abordé plus loin.

2.1.2 Gaz naturel non conventionnel

Gaz de houille

Le gaz de houille désigne le gaz piégé dans des veines de charbon. Ce gaz est composé à près de 95% de méthane et peut être exploité dans des réseaux de distribution de gaz après traitement.

Plusieurs appellations existent pour le gaz de houille en langue anglaise notamment le Coal Bed Methane (CBM). Le CBM fait référence au méthane absorbé dans la matrice solide du charbon. Il est appelé « gaz doux » en raison de l'absence de sulfure d'hydrogène.

Le méthane des couches de charbon se distingue d'un réservoir de gaz classique, comme le grès, car le méthane est stocké dans le charbon par un processus appelé adsorption (*Coalbed Methane, s. d.*)

Contrairement à aux gaz naturels provenant des gisements conventionnels, le CBM contient très peu d'hydrocarbures plus lourds tels que le propane ou le butane, et aucun condensat de gaz naturel. Il contient souvent jusqu'à quelques pourcentages de dioxyde de carbone.

Gaz de réservoir compact

Le gaz de réservoir compact (*tight gas* en anglais) est un gaz naturel piégé dans une roche à très faible perméabilité, généralement du calcaire ou du grès (Law & Spencer, 1993)

Il ne faut pas le confondre avec le gaz de schiste, qui est un gaz naturel emprisonné dans des formations de schiste. Son extraction nécessite une fracturation hydraulique importante. (Law & Spencer, 1993).

La fracturation hydraulique est l'une des principales méthodes employées pour extraire ce gaz. Cette méthode consiste à fracturer la roche en injectant un fluide de fracturation à haute pression dans le puits, ce qui améliore la perméabilité et facilite l'écoulement du gaz

Gaz de schiste

Les gaz de schistes sont des gisements de type non conventionnel qui se présentent sous la forme d'accumulations continues de gaz naturel réparties sur de larges volumes rocheux s'étendant à une échelle régionale. Le gaz exploité dans ce type de gisement est contenu dans une séquence de roche à grains fins qui est dominée par des schistes (*Gaz de schiste*, 2011).

Ce gaz naturel piégé peut ainsi être récupéré par la technique de fracturation hydraulique. Le forage, qui se fait d'abord à la verticale, devient horizontal là où se trouve le gaz. Après un forage, le mélange mêlé de gaz remonte à la surface. (*Gaz de schiste*, 2011).

Hydrates de méthane

Un hydrate de méthane (ou clathrate de méthane) est un clathrate, un cristal organique nanoporeux formé de molécules d'eau et de méthane. On en trouve dans les sédiments des fonds marins, sur certains talus continentaux, ainsi que dans le pergélisol des régions polaires. La formation de ces hydrates constitue l'un des puits de carbone planétaires, mais ils sont très instables quand leur température dépasse un certain seuil (James S. Booth, Mary M. Rowe, and Kathleen M. Fisher, 1996).

Les hydrates de méthane sont une source potentielle de gaz naturel présents en grande quantité, surtout en fonds marins, mais sont difficilement exploitables.

A l'échelle moléculaire, un hydrate de méthane est en effet constitué d'une fine « cage » de glace dans laquelle est piégé du méthane a priori issu de la décomposition de matière organique relativement récente par rapport à celle qui a engendré le pétrole et le gaz naturel (James S. Booth, Mary M. Rowe, and Kathleen M. Fisher, 1996).

Étant donné que les ressources d'hydrate de méthane de haute qualité, contenues dans des formations sableuses, pourraient être extraites et exploitées à l'aide de techniques déjà utilisées dans l'industrie pétrolière et gazière, on suppose que la plupart des considérations environnementales liées à la production de gaz naturel à partir d'hydrate de méthane seraient similaires à celles des projets pétroliers et gaziers conventionnels (Yiallourides & Partain, 2019).

Cependant, des études en cours suggèrent que le développement commercial des hydrates de méthane comporte un « mélange de risques » (Yiallourides & Partain, 2019), dont certains sont « uniques » à ces hydrates.

Bien que les techniques d'extraction soient largement semblables à celles utilisées pour le pétrole et le gaz traditionnels, les risques potentiels liés à l'extraction et au développement des hydrates de méthane peuvent être considérablement différents. Cette différence majeure s'explique par la géologie très particulière des hydrates de méthane situés en mer.

Les hydrates de méthane ne se trouvent pas sous des couches géologiques profondes appelées « roches-couvercles », mais sous des lits de boue au fond de la mer.

Lorsqu'on extrait le méthane contenu dans les hydrates situés sous ces lits de boue, plusieurs scénarios peuvent entraîner la rupture du système de confinement boueux, permettant au méthane de s'échapper de manière incontrôlée (Yiallourides & Partain, 2019).

Cette libération incontrôlée du gaz constitue le principal enjeu environnemental lié aux hydrates de méthane, ce qui en limite encore largement l'usage. Des recherches et expérimentations sont actuellement menées afin de réduire ce risque.

2.2 Par méthanisation

La méthanisation est un processus biologique de dégradation des matières organiques. Elle est appelée aussi biométhanisation ou digestion anaérobie.

La digestion anaérobie est le processus naturel biologique de dégradation de la matière organique en absence d'oxygène (anaérobie) (Moletta, 2015). Les polluants organiques sont convertis par des micro-organismes anaérobies en un produit gazeux (dont le méthane) et une boue résiduelle, le digestat, qui ont un potentiel de réutilisation.

Une partie de la matière organique est dégradée en méthane, et une autre est utilisée par les micro-organismes méthanogènes pour leur croissance et reproduction. La décomposition n'est pas complète et laisse le digestat en partie comparable à un compost.

La méthanisation peut être mise en œuvre artificiellement dans des méthaniseurs où l'on accélère et entretient le processus pour produire du gaz naturel appelé « biogaz » dans cette situation.

Le biogaz obtenu est composé de méthane (50 à 70 %), mais aussi de dioxyde de carbone (CO_2) et de quantités variables de vapeur d'eau et de sulfure d'hydrogène (H_2S), voire d'autres composés « contaminants » (*Risques liés aux installations de méthanisation*, s. d.).

Sa teneur en ces différents éléments, et donc sa valeur énergétique, dépend de la durée et qualité du processus de fermentation, du type d'installation et beaucoup de la nature de la matière fermentescible utilisée (et en particulier de ses proportions en carbone, hydrogène, oxygène et azote ou contaminants indésirables) (Moletta, 2015).

Le biogaz doit cependant être traité en amont avant de pouvoir être utilisé dans le réseau gazier et/ou être conditionné pour le transport en tant que GNL.

2.3 Par méthanation

La méthanation est un procédé industriel consistant à faire réagir du dioxyde de carbone (CO_2) ou du monoxyde de carbone (CO) avec du dihydrogène (H_2) afin de produire du méthane en présence d'un catalyseur (Chauvy et al., 2020).

La méthanation permet de convertir le monoxyde de carbone et le dioxyde de carbone en méthane et en eau selon deux réactions :

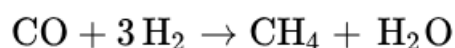


Figure 2.1 : Première équation chimique de méthanation.

Source : (Chauvy et al., 2020)

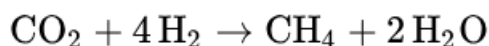


Figure 2.2 : Deuxième équation chimique de méthanation (équation de Sabatier).

Source : (Chauvy et al., 2020)

Cette seconde réaction est connue sous le nom de « réaction de Sabatier ».

Pour obtenir un taux de conversion et une sélectivité en méthane élevés, la réaction (très exothermique) a lieu à des températures comprises entre 320 C et 430 C, à une pression de 5 à 15 bar et en présence d'un mécanisme catalytique qui a été très étudié (Chauvy et al., 2020).

Le catalyseur doit diminuer l'énergie de la liaison carbone-oxygène pour casser la molécule de CO₂, qui est très stable (Chauvy et al., 2020). Les catalyseurs actuellement utilisés sont de type acide de Lewis à pression atmosphérique et à une température de 200°C-600°C. Dans ce système, à moins de 200°C, la conversion devient presque nulle, et à partir de 350°C une réaction secondaire se forme, qui diminue également le rendement de conversion.

D'autres réactions indésirables sont le craquage du méthane ou la décomposition des oxydes de carbone (Chauvy et al., 2020). Chaque catalyseur a des « poisons » qui dégradent ou annihilent ses fonctions. Des recherches sont en cours pour trouver le catalyseur idéal pouvant fonctionner à pression atmosphérique et à une température peu élevée.

La méthanation a besoin d'utiliser de l'hydrogène pour se produire et consommer le CO₂ pour la production de méthane. L'un des principaux problèmes en plus du catalyseur, et la production à bas coût de l'hydrogène.

Actuellement, celle-ci peut se faire par électrolyse de l'eau mais cela nécessite une grande quantité d'énergie électrique, non atteignable avec des énergies renouvelables.

De la même façon, le CO₂ nécessaire pour la réaction doit être éliminé de tous les éléments indésirables présent dans le gaz pouvant réagir avec le catalyseur. Ceci nécessite un système de traitement et de capture de CO₂ additionnel tout aussi couteux en énergie.

On appelle gaz naturel synthétique (GNS) la production de gaz par méthanation.

2.4 Traitement du gaz naturel

Il existe donc plusieurs moyens d'obtenir du gaz naturel. Cependant ce gaz naturel « brut » ne peut pas être utilisé tel quel pour le transport ou l'insertion dans les pipelines de gaz.

Le gaz naturel brut quel que soit son origine doit donc être « purifié » afin de répondre aux normes de qualité spécifiées par les principales compagnies de transport et de distribution par gazoduc. Ces normes de qualité varient d'un réseau de gazoducs à un autre et dépendent généralement de la conception du système de transport ainsi que des marchés desservis.

De manière générale, les normes exigent que le gaz naturel soit compris dans une plage spécifique de pouvoir calorifique.

Le gaz doit aussi être livré à une température de point de rosée des hydrocarbures spécifiée ou supérieure en dessous de laquelle certains hydrocarbures présents dans le gaz pourraient se condenser à la pression du gazoduc, formant des poches de liquide pouvant endommager l'infrastructure.

L'ajustement du point de rosée des hydrocarbures vise à réduire la concentration d'hydrocarbures lourds afin qu'aucune condensation ne se produise pendant le transport du gaz dans les gazoducs (Mokhatab et al., 2014).

Selon la réglementation anglaise (UK Statutory Instruments, 1996), le gaz naturel doit :

- Être exempt de particules solides et d'eau liquide, afin d'éviter l'érosion, la corrosion ou d'autres dommages au gazoduc.

- Être déshydraté de sa vapeur d'eau de manière suffisante pour prévenir la formation d'hydrates de méthane dans l'usine de traitement du gaz ou plus tard dans le gazoduc de transport du gaz commercial.
- Contenir uniquement des traces de certains composants tels que le sulfure d'hydrogène, le dioxyde de carbone, les mercaptans et l'azote.
- La spécification la plus courante pour le sulfure d'hydrogène (H₂S) est de 0,25 grain par 100 pieds cubes de gaz, soit environ 4 ppm.
- Pour le dioxyde de carbone (CO₂), la limite est généralement fixée à 2 ou 3 % maximum.
- Maintenir la concentration de mercure en dessous des limites détectables en volume, principalement pour éviter d'endommager les équipements dans l'usine de traitement ou dans le réseau de transport, en raison des effets d'amalgame du mercure et de la fragilisation des métaux comme l'aluminium.

Concernant le biogaz (obtenu par méthanisation), il est en moyenne composé de méthane (50 à 70%), mais aussi de dioxyde de carbone (CO₂) et de quantités variables de vapeur d'eau et de sulfure d'hydrogène (H₂S), voire d'autres composés dits « contaminants », comme le montre le tableau ci-dessous :

Tableau 2.1 : Composition du biogaz.

Source : (*Basic information on biogas*, 2010)

Compound	Formula	%
Methane	CH ₄	50–75
Carbon dioxide	CO ₂	25–50
Nitrogen	N ₂	0–10
Hydrogen	H ₂	0–1
Hydrogen sulfide	H ₂ S	0–3
Oxygen	O ₂	0–0

Parmi les impuretés figurent (Mira Nawfal, 2015):

- Quelques microbes anaérobies.
- Des siloxanes.
- Des composés organochlorés.
- Des composés soufrés (mercaptans).

- Des composés azotés comme le NH_3 .
- De l'hydrogène.
- Divers produits intermédiaires de fermentation (alcools, acides, esters, etc.).
- Des métaux et métalloïdes.

Pour pouvoir être utilisé dans les réseaux de gaz, on doit donc réduire ces impuretés et ramener la composition du biogaz à un taux plus élevé de méthane de l'ordre de 95%. Les microbes anaérobies restants sont filtrés par des biofiltres ne laissant passer que le gaz (Mira Nawfal, 2015).

Dans le cas du GNS, la réaction de méthanation peut ne pas se faire complètement. Des résidus de CO_2 , et d'hydrogènes issus de la réaction incomplète peuvent toujours être présent dans la composition du GNS (Chauvy et al., 2020).

La séparation en vrac du CH_4 et du CO_2 peut être réalisée en appliquant l'une des options de processus suivantes : absorption physique ou chimique, séparation par membrane, séparation adsorptive ou séparation à basse température (Chauvy et al., 2020).

L'excès d'hydrogène doit également être séparé dans un processus d'amélioration du gaz en aval de la membrane de déshydratation, puis renvoyé à la réaction de méthanation.

Presque tout l' H_2 , ainsi qu'une certaine quantité de méthane, traverse la membrane et est recirculé vers le réacteur. La grande quantité de méthane qui ne traverse pas la membrane forme le rétentat à la même pression que le flux d'alimentation.

Bien que la majeure partie de l'eau ait été éliminé, le GNS brut doit être encore déshydraté pour respecter les exigences du point de rosée en eau des pipelines. Actuellement, les déshydrateurs à glycol sont largement utilisés pour la déshydratation du gaz naturel.

Lors de la description de ces procédés de traitement, on remarque que pour n'importe quel type de gaz naturels (fossile, biogaz ou synthétique) des équipements de purifications lourds ainsi que divers systèmes complexes sont nécessaires. Ces équipements nécessitent un apport énergétique supplémentaire pour fonctionner.

3 LIQUEFACTION DU GAZ NATUREL

Cette section présente les principaux procédés de liquéfaction du GNL, essentiels pour son transport et son exploitation. Une description plus approfondie est disponible en Annexe B – Systèmes de liquéfaction du gaz naturel.

3.1 Principe général

La liquéfaction des gaz est toujours réalisée en refroidissant le gaz à une température inférieure à sa température critique, de sorte qu'un liquide puisse se former à une pression appropriée, inférieure à la pression critique. Ainsi, la liquéfaction des gaz est un cas particulier de la réfrigération des gaz et ne peut en être dissociée (Mokhatab et al., 2014).

Le gaz est d'abord comprimé à une pression élevée à température ambiante à l'aide d'un compresseur. Ce gaz à haute pression est ensuite envoyé dans un échangeur de chaleur régénératif à contre-courant, jusqu'à une vanne de détente comme illustré à la figure suivante. Avant de se détendre à basse pression, un refroidissement peut avoir lieu et une certaine quantité de liquide se forme (Mokhatab et al., 2014).

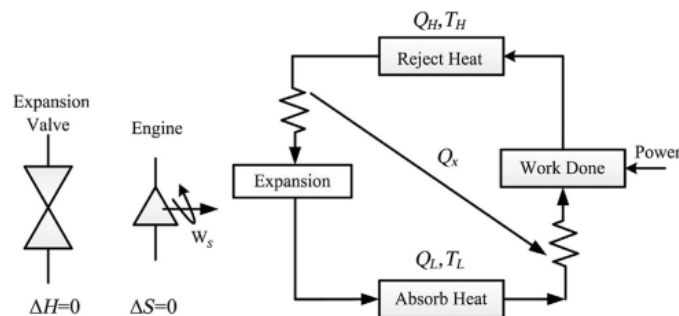


Figure 3.1 : Réfrigérateur cryogénique à cycle fermé.

Source : (Mokhatab et al., 2014)

Le rôle de l'échangeur de chaleur à contre-courant est de réchauffer le gaz à basse pression avant sa recompression, tout en refroidissant simultanément le gaz à haute pression à la température la plus basse possible avant son expansion. Les réfrigérateurs comme les liquéfacteurs fonctionnent selon ce principe fondamental.

Il existe néanmoins une distinction importante entre les réfrigérateurs et les liquéfacteurs. Dans un processus de réfrigération en continu, il n'y a aucune accumulation de réfrigérant dans une quelconque partie du système. Cela contraste avec un système de liquéfaction de gaz, dans lequel le liquide s'accumule et est extrait.

Les principes thermodynamiques de la réfrigération et de la liquéfaction sont identiques. Cependant, l'analyse et la conception des deux systèmes sont assez différentes en raison de la condition de flux équilibré dans les réfrigérateurs et de flux déséquilibré dans les liquéfacteurs. La réfrigération préalable nécessaire à la liquéfaction des gaz est réalisée dans un processus thermodynamique, lorsque le gaz de procédé absorbe de la chaleur à des températures inférieures à celle de l'environnement (Mokhatab et al., 2014).

Un procédé permettant de produire du froid à des températures correspondant à celles des gaz liquéfiés implique toujours un équipement fonctionnant à température ambiante, dans lequel le gaz est comprimé et la chaleur est rejetée vers un fluide de refroidissement. Au cours de ce processus de compression et de refroidissement à température ambiante, l'enthalpie et l'entropie du gaz diminuent, mais pas nécessairement sa température.

Les technologies de liquéfaction sont basées sur des cycles de réfrigération, qui prennent du gaz d'alimentation prétraité chaud et le refroidissent et le condensent à des températures cryogéniques pour obtenir un produit liquide.

Le réfrigérant peut faire partie du gaz naturel d'alimentation (processus à cycle ouvert) ou être un fluide séparé circulant en continu à travers le liquéfacteur ou l'échangeur de chaleur (processus à cycle fermé).

Pour atteindre les températures extrêmement froides ou cryogéniques nécessaires à la production de GNL, du travail doit être fourni dans le(s) cycle(s) de réfrigération via un ou

plusieurs compresseurs de réfrigérant, et de la chaleur doit être rejetée du ou des cycles à travers des refroidisseurs à air ou à eau (Bassioni & Klein, 2024).

Avant le processus de liquéfaction, une étape de purification est nécessaire. Le méthane et une petite quantité d'hydrocarbures liquides ne peuvent être présents sous aucune autre forme dans le gaz destiné à passer par le processus de liquéfaction. Le gaz sec est ensuite envoyé à l'unité de récupération des liquides de gaz naturel. L'objectif de cette unité est de produire un gaz pauvre adapté à la liquéfaction en récupérant et en éliminant les hydrocarbures C2+ et C3+. Le gaz pauvre est ensuite transféré depuis l'unité de récupération de LGN pour entamer le processus de liquéfaction (Bassioni & Klein, 2024).

En théorie, le procédé de liquéfaction le plus thermodynamiquement efficace est celui avec un réfrigérant ou un système de réfrigérant capable de reproduire la forme de la courbe de refroidissement du gaz naturel à la pression de fonctionnement (voir figure suivante).

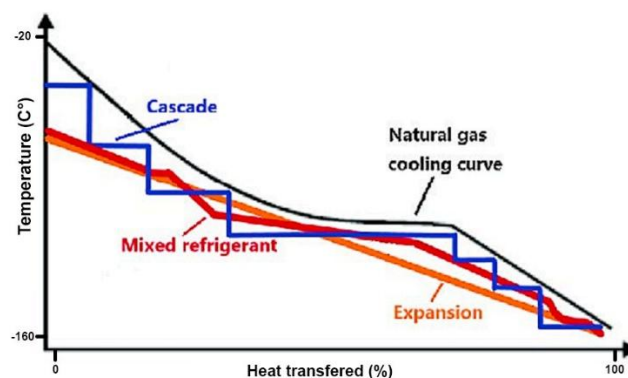


Figure 3.2 : Diagramme TQ du GNL

Source : modifié de (Bassioni & Klein, 2024)

La figure ci-dessus illustre les courbes de refroidissement pour un système de gaz naturel, et les courbes de chauffage différents procédés de liquéfaction : cascade, expansion et mix réfrigérant.

En observant la courbe, on peut noter trois zones dans le procédé de liquéfaction du gaz. Une zone de pré-refroidissement (pre-cooling zone), suivie d'une zone de condensation (liquéfaction), et enfin une zone de sous-refroidissement (sub-cooling) (Mokhatab et al., 2014).

Toutes ces zones se caractérisent par des pentes différentes de la courbe, ou des chaleurs spécifiques, le long du processus. Cette courbe de charge associée à un procédé spécifique de liquéfaction du gaz peut être utilisée comme un outil d'optimisation du système de liquéfaction (Mokhatab et al., 2014)

Cet aspect revêt une importance particulière, car il influe directement sur la conception du système de liquéfaction du gaz naturel (Mokhatab et al., 2014).

La zone de pré-refroidissement (pre-cooling zone) abaisse la température du gaz naturel sans provoquer de changement d'état. Le gaz y est refroidi de la température ambiante jusqu'à -30/-40 °C, par extraction de ce qu'on appelle la chaleur sensible. Cette étape permet la plus grande variation de température, tout en maintenant le gaz à l'état gazeux.

La zone de condensation (liquefaction zone) permet de transformer le gaz naturel en liquide, avec une baisse de température qui se situe généralement entre -100 °C et -150 °C, selon la composition du gaz. L'objectif principal est de retirer la chaleur latente de vaporisation afin de permettre la transition de l'état gazeux à l'état liquide. Il s'agit de la phase de refroidissement la plus énergivore du processus.

La zone de sous-refroidissement (sub-cooling zone) permet d'abaisser légèrement la température du GNL en dessous de son point d'ébullition à la pression de stockage proche de la pression atmosphérique. Cette étape vise à prévenir toute évaporation partielle durant le stockage ou le transport, assurant ainsi la stabilité du produit cryogénique. À ce stade, le GNL est généralement refroidi jusqu'à environ -162 °C, température typique de stockage. L'énergie extraite correspond de nouveau à de la chaleur sensible, mais cette fois appliquée à un liquide.

Plus la différence de température entre le gaz du procédé et le réfrigérant est petite, plus la surface d'échange thermique nécessaire pour la tâche est grande. Par conséquent, la conception du procédé de GNL est un exercice d'optimisation entre la sélection et la composition du réfrigérant, la conception de l'échangeur de chaleur et la surface d'échange thermique, ainsi que l'adaptation de la consommation d'énergie du réfrigérant à la capacité du compresseur/driver disponible (Bassioni & Klein, 2024).

3.2 Choix du réfrigérant

A partir du principe général, le choix du ou des réfrigérants est capital dans le procédé de liquéfaction. En fonction de la température cible de réfrigération, le réfrigérant doit être sélectionné de manière à maximiser l'absorption de chaleur utile tout en minimisant le travail de compression requis (et donc moins de travail à fournir).

Les exigences en termes de capacité de réfrigération jouent donc un rôle important dans l'influence de la méthode de réfrigération et des réfrigérants pouvant être utilisés.

Les réfrigérants sont classés en deux catégories. Le premier groupe comprend les réfrigérants fonctionnant à des températures proches de l'ambiante. Ils sont utilisés dans des réfrigérateurs fonctionnant en boucle fermée (Bassioni & Klein, 2024).

Les réfrigérants typiques sont des composés inorganiques, des composés halo-carbones et des hydrocarbures. La caractéristique commune de ce type de réfrigérants est qu'ils ont des températures critiques relativement élevées et peuvent être liquéfiés à des températures proches de l'ambiante ou à des températures froides moyennes (Bassioni & Klein, 2024).

L'autre type est appelé fluides cryogéniques, incluant des gaz cryogéniques tels que le méthane, l'air, l'oxygène, l'azote, etc. Ils ont des températures d'ébullition très basses, généralement inférieures à 120 K. Les gaz cryogéniques sont utilisés dans des liquéfacteurs ouverts où les produits liquides sont retirés et un flux équivalent de compensation doit être ajouté (Bassioni & Klein, 2024). C'est principalement ce type de réfrigérant qui est utilisé lors de la liquéfaction du gaz naturel.

Les exigences de base pour les réfrigérants sont les suivantes (Bassioni & Klein, 2024):

- Les températures critiques ne doivent pas être trop basses, afin qu'ils puissent être liquéfiés à des températures ambiantes ou modérément basses.
- Ils doivent avoir des pressions de saturation appropriées dans la plage de températures de fonctionnement. En général, la pression d'évaporation est préférée proche ou supérieure à la pression atmosphérique pour éviter l'infiltration d'air dans les composants à basse pression ; en parallèle, la pression de condensation ne doit pas être trop élevée, car cela augmenterait le travail du compresseur.

- La capacité frigorifique volumétrique doit être élevée, ce qui permet de réduire la taille du compresseur et le débit de réfrigérant.
- La viscosité et la densité doivent être faibles, ce qui entraîne des pertes de charge réduites dans le système.
- Ils doivent avoir une conductivité thermique élevée, ce qui permet d'augmenter l'efficacité de l'évaporateur et du condenseur, et de réduire la surface nécessaire des échangeurs de chaleur.
- Sur le plan chimique, il est préférable qu'ils soient non toxiques, compatibles avec les matériaux de construction utilisés, et avec les lubrifiants.

Pour une meilleure efficacité dans l'échangeur de chaleur, un mélange de plusieurs types de réfrigérants peut être utilisé, c'est ce qu'on appelle le mix-réfrigérant (MR). Dans le cas du GNL, le MR peut être composé d'hydrocarbures plus lourd comme le propane (C_3H_8), éthylène (C_2H_4), ainsi que de l'azote et/ou du méthane. Suivant la zone de refroidissement à atteindre, on pourra utiliser un MR avec une composition spécifique.

Les différences entre les procédés de liquéfaction du gaz sont principalement liées au type de cycles de réfrigération employés. Ces procédés peuvent être classés en trois grands groupes : les procédés de liquéfaction en cascade, les procédés en MR et les procédés à expansion. Certains systèmes de liquéfaction peuvent être une combinaison de plusieurs types de procédés (Bassioni & Klein, 2024).

3.3 Procédés de liquéfaction du GNL

Procédé en cascade

Le procédé classique de liquéfaction en cascade tente d'approximer la courbe de refroidissement en utilisant une série de réfrigérants (généralement trois) dans des boucles séparées (Bassioni & Klein, 2024).

Le cycle en cascade est flexible en fonctionnement, car chaque circuit de réfrigérant peut être contrôlé séparément. Ce cycle nécessite une surface d'échange thermique relativement faible par unité de capacité.

Le principal inconvénient du procédé en cascade fonctionnant avec des réfrigérants fluides purs (réfrigérants à un seul composant non mélangé) est que la réfrigération est fournie à température constante à des niveaux de température discrets (Bassioni & Klein, 2024).

L'avantage de ce procédé réside dans la faible surface nécessaire pour l'échangeur thermique, avec un risque technique faible. Toutefois, les inconvénients sont un coût élevé et une adaptation insuffisante aux variations de la composition du gaz naturel.

La figure suivante montre un diagramme d'un procédé de liquéfaction en cascade.

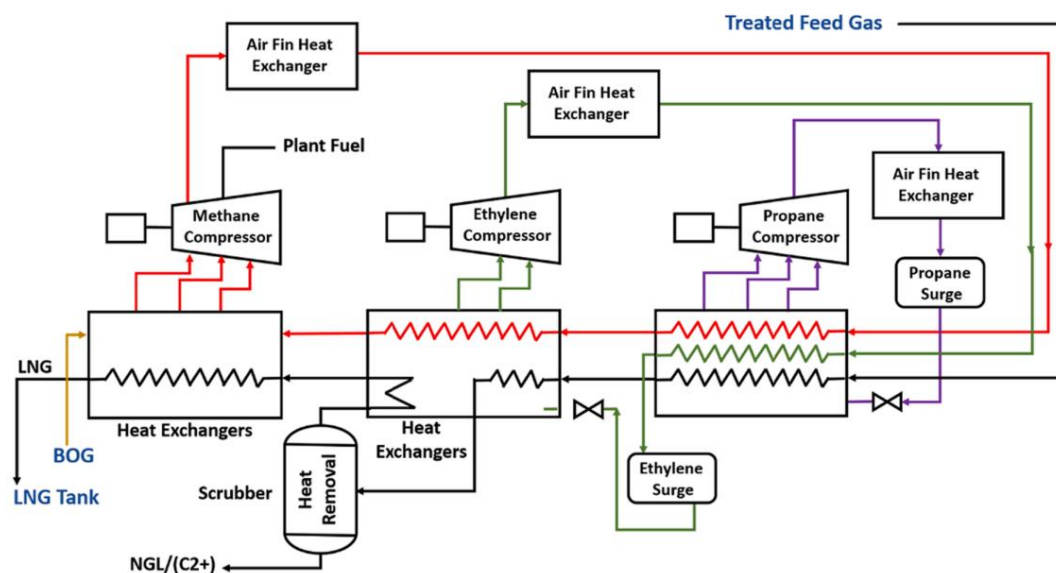


Figure 3.3 : Diagramme schématisé du procédé en cascade

Source : (Bassioni & Klein, 2024)

Procédés à réfrigérant mixte

Les procédés à réfrigérant mixte utilisent un mélange de réfrigérants, dans un ou plusieurs cycles de réfrigération. Les réfrigérants utilisés sont les mêmes que dans le procédé en cascade (propane, éthylène, méthane) (Bassioni & Klein, 2024).

Cependant, certains procédés combinent ces réfrigérants avec de l'azote, ce qui augmente le point d'ébullition du réfrigérant près du point de sous-refroidissement, améliorant ainsi l'efficacité et réduisant la pression de fonctionnement.

La figure suivante montre un diagramme d'un procédé de liquéfaction à réfrigérant mixte.

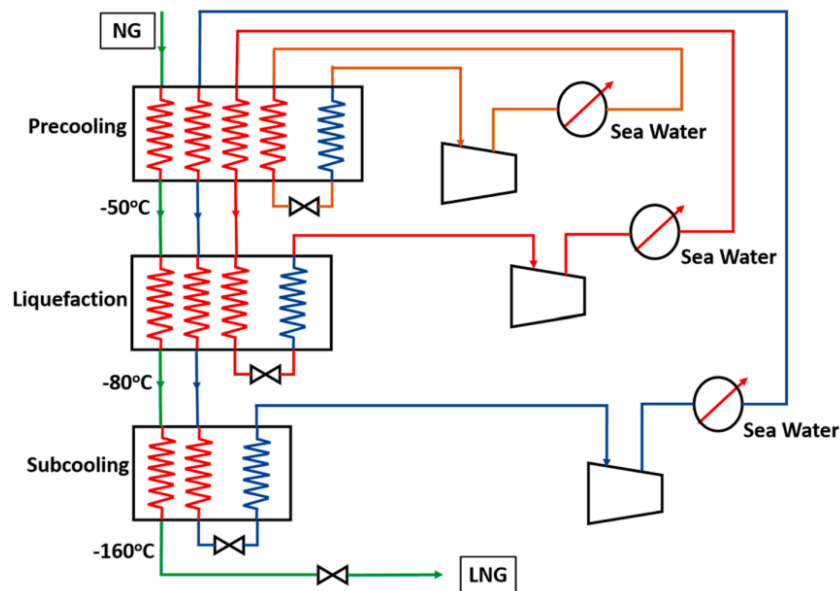


Figure 3.4 : Diagramme d'un procédé de liquéfaction à réfrigérant mixte

Source : (Bassioni & Klein, 2024)

Il existe différents types de procédés à réfrigérant mixte, tels que le procédé en cascade à réfrigérant mixte, le procédé à réfrigérant mixte unique (*Single Mixed Refrigerant* en anglais SMR), et le procédé à double réfrigérant mixte (*Dual Mixed Refrigerant* en anglais DMR)

Le procédé en cascade à réfrigérant mixte (MR) utilise des réfrigérants mélangés dans les trois zones de refroidissement.

En raison de son efficacité thermique relativement faible, le procédé SMR est principalement adapté aux unités de production de taille moyenne ou de petite taille, où le faible coût et la simplicité sont les principaux critères économiques. Le rendement est aussi beaucoup plus faible que les autres procédés (Zhang et al., 2020).

Dans le procédé à double réfrigérant mixte (DMR), la liquéfaction du gaz naturel se fait en deux étapes séparées de réfrigérant.

Dans la première, un réfrigérant mixte plus lourd est utilisé pour pré-refroidir le gaz. Dans la deuxième étape, le réfrigérant mixte est plus léger par rapport à la première, où le gaz refroidi est condensé dans l'échangeur de chaleur.

Le type de DMR le plus couramment utilisé est le procédé à réfrigérant mixte pré-refroidi au propane, connu sous le nom de C3-MRC (C3 pour propane et MRC *Mixed Refrigerant Cycle*). C'est le procédé le plus dominant en raison de son efficacité énergétique élevée (Zhang et al., 2020).

Procédé à expansion N2-CH4

Ce procédé fonctionne à l'aide d'un turbo-détendeur pour générer le réfrigérant utilisé dans le processus de liquéfaction. En sortie de turbine, le gaz possède une pression inférieure à la pression d'entrée et il subit par ailleurs un refroidissement. Les cycles de compression et de détente sont donc assurés par le turbo-détendeur, qui permet de produire du froid à partir d'un fluide.

La figure suivante montre un diagramme d'un procédé à expansion N2-CH4

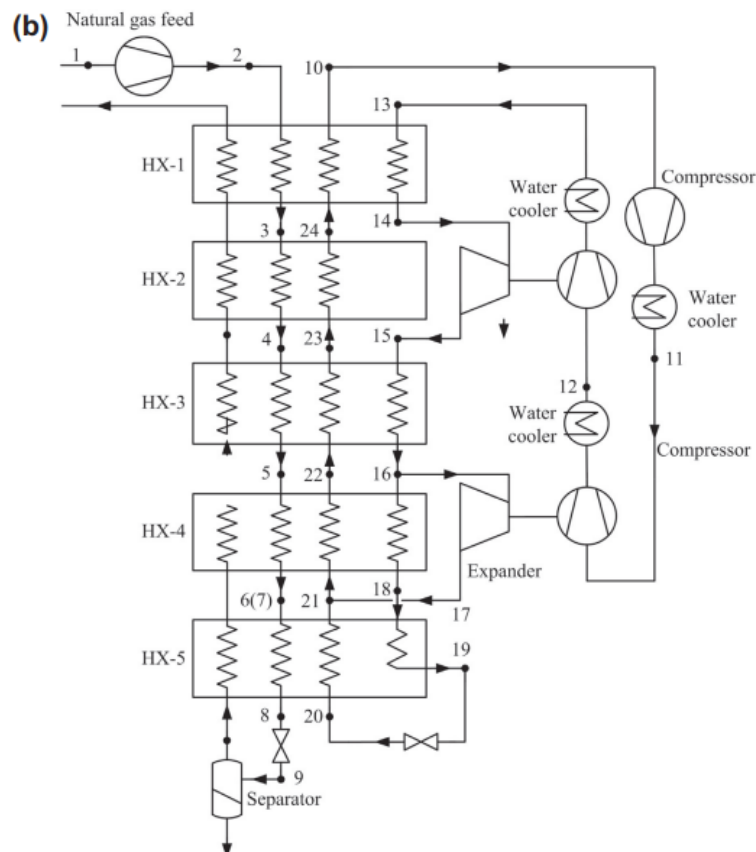


Figure 3.5 : Diagramme d'un procédé à expansion N2-CH4

Source : (Mokhatab et al., 2014)

Le réfrigérant utilisé est soit le méthane, soit l'azote, et ils sont tous deux maintenus à l'état gazeux tout au long du cycle de réfrigération. Étant donné qu'il s'agit d'un composant unique, aucun ajustement de composition n'est requis, ce qui simplifie les conditions d'exploitation.

L'avantage de ce procédé réside donc dans sa stabilité opérationnelle. Cependant, son efficacité est inférieure à celle des procédés en cascade ou à réfrigérant mixte.

Le procédé à base de détendeur d'azote (N_2) est considéré comme une approche prometteuse pour les applications en mer.

En tant que processus de liquéfaction typique, le cycle de liquéfaction par expansion d'azote est une bonne option pour les applications de liquéfaction à petite échelle.

A l'heure actuelle, le meilleur procédé ayant un bon compromis reste le double réfrigérant mixte (DMR), qui assure une certaine flexibilité par la compacité et une tolérance plus élevée aux mouvements, et un coût plus abordable en comptant le coût de l'investissement et de l'équipement (Shady et al., 2024).

L'efficacité thermique est aussi bien meilleure, bien que la capacité de réfrigération reste moins importante qu'un procédé en cascade classique. Le procédé de liquéfaction DMR pourrait constituer une option intéressante pour réduire l'excès de BOG à bord d'un FSRU.

4 STOCKAGE ET TRANSPORT DU GNL

Cette section détaille les différentes méthodes de stockage du GNL, en mettant particulièrement l'accent sur les défis techniques liés à son stockage et à son transport, ainsi que sur les infrastructures requises pour son entreposage et son traitement.

4.1 Contraintes du stockage et transport du GNL.

4.1.1 Boil-Off Gas (BOG)

Le GNL est stocké à environ -162 °C sous pression atmosphérique. Inévitablement, la chaleur provenant de l'environnement ambiant et la dissipation thermique des équipements provoquent l'évaporation du liquide pendant les opérations au terminal, formant ainsi du gaz d'évaporation, ou Boil-Off Gas (BOG). Dans certains cas, comme le déchargement d'un navire, le BOG augmente rapidement et fluctue fortement (Li & Li, 2016).

Pendant le stockage, la pression dans les réservoirs est maintenue à environ 13 kPaG (kPa manométrique, comme pour toutes les valeurs ci-dessous), et 30 tonnes/heure de GNL sont utilisées pour l'isolation cryogénique du système, puis recirculées dans les canalisations. Mais de nombreux facteurs supplémentaires influencent la quantité de BOG (Li & Li, 2016).

Le BOG provient principalement des fuites de chaleur continues vers les réservoirs cryogéniques et les canalisations de recirculation associées utilisées pour l'isolation thermique. Lors de la recirculation, la chaleur absorbée dans les canalisations est introduite dans les réservoirs de stockage par le GNL, augmentant ainsi la formation de BOG (Li & Li, 2016).

Le déplacement de volume dû à la sortie du GNL, les opérations de chargement, et la composition spécifique du GNL reçu influencent également la quantité de BOG.

Le débit de sortie du GNL fluctue toujours car la consommation en aval varie fréquemment selon les moments et les saisons.

Plus le débit de sortie est élevé, plus le niveau de liquide dans le réservoir diminue. Par conséquent, davantage de BOG est nécessaire pour remplir l'espace libéré par la sortie du GNL, afin de maintenir la pression interne (Li & Li, 2016). Ainsi, la quantité nette de BOG diminue. Ce phénomène est appelé déplacement de volume. La quantité nette représente la part de BOG devant être traitée.

Le chargement de navires (ou de camions-citernes) génère du BOG de deux manières. En plus des fuites de chaleur continues vers le transporteur, l'échange de fluide de densité différente entre le réservoir de stockage et le transporteur augmente aussi le BOG. Certains composants du GNL, principalement le méthane et l'azote, influencent également la quantité de BOG (Li & Li, 2016).

À fuite de chaleur constante, si la teneur en azote est fixe, une augmentation de la teneur en méthane entraîne une hausse de la quantité de BOG. Ce comportement est identique pour l'azote si la teneur en méthane reste constante.

Lors du déchargement d'un navire, la quantité de BOG est plusieurs fois supérieure à celle générée pendant le stockage. En plus des facteurs précédemment évoqués, cela s'explique par les fuites de chaleur vers les réservoirs de GNL à bord et les bras de déchargement, la dissipation thermique des pompes de déchargement, l'effet de refroidissement du GNL sur le réservoir de stockage, le déplacement de volume du GNL à bord, la détente instantanée du fluide d'alimentation, etc.

Les fuites de chaleur vers le navire entraînent la vaporisation d'environ 0,15 % en poids du GNL (à base de méthane pur) en BOG chaque jour. Une partie de l'énergie fournie par les pompes de déchargement est convertie en chaleur.

Lorsque le GNL circule dans la ligne de déchargement, son énergie de pression statique se transforme en chaleur à cause des frottements et turbulences, ce qui réchauffe le GNL et génère du BOG.

L'effet de refroidissement se produit car le GNL d'alimentation est généralement plus froid que le BOG dans les réservoirs. Lors du remplacement du BOG par le GNL, les parois du réservoir sont refroidies, ce qui réchauffe le liquide (Li & Li, 2016).

Les réservoirs à bord étant à une pression plus faible pendant la phase de vitesse maximale (pendant le déchargement) et à température plus élevée, la densité du BOG à bord est bien inférieure à celle des cuves du terminal, ce qui limite la quantité de BOG pouvant être renvoyée vers le navire lors du déplacement de volume, et augmente donc le BOG dans le terminal (Li & Li, 2016)..

La température du GNL d'alimentation peut être supérieure à son point d'ébullition sous la pression du réservoir à cause des fuites et de la dissipation thermique.

En général, plus la pression dans le réservoir est élevée, moins de BOG est généré lors du déchargement d'un navire.

Mis à part les pertes thermiques vers les réservoirs et les canalisations, les autres facteurs influents (comme le débit et la dissipation thermique des pompes de déchargement) sont soit dépendants du temps, soit sporadiques. Par conséquent, la quantité de BOG dans un terminal fluctue constamment, et très fortement pendant les opérations de déchargement.

4.1.2 Rollover

Définition

Le rollover est un phénomène qui ne survient qu'avec des liquides cryogéniques, et il ne peut se produire que s'il y a eu stratification, c'est-à-dire la formation de deux couches distinctes de GNL ayant des densités différentes. Ce phénomène peut se produire aussi bien à bord des navires que dans les terminaux de réception, onshore ou offshore (Society of International Gas Tanker and Terminal Operators Ltd, 2016).

Le rollover se caractérise par un dégagement rapide de vapeur à l'intérieur d'un réservoir de GNL, provoqué par le mélange spontané des couches de GNL qui s'étaient formées dans ce réservoir. La stratification du GNL se produit lorsqu'un réservoir est rempli avec du GNL ayant

des densités différentes. La figure suivante montre un réservoir en conditions normales, avec un transfert thermique par convection non stratifiée :

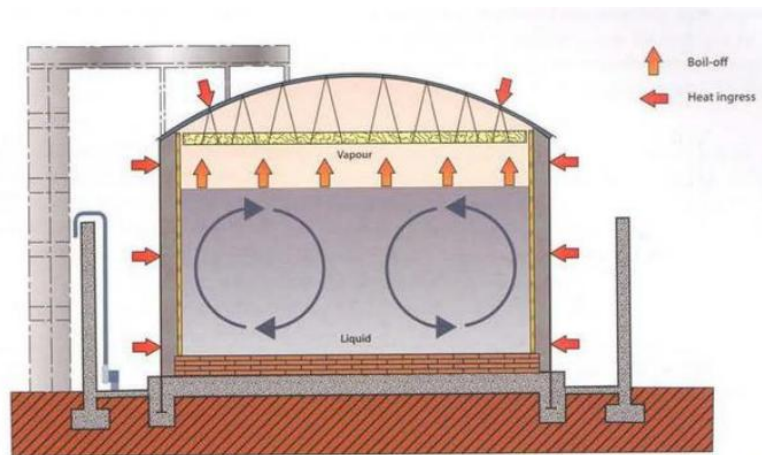


Figure 4.1 : Réservoir avec transfert de chaleur par convection non stratifiée.

Source : (Society of International Gas Tanker and Terminal Operators Ltd, 2016)

La figure ci- dessous illustre les conditions dans un réservoir où une stratification stable s’est formée, en raison du remplissage avec des liquides de densités différentes, la couche la plus dense étant située sous la couche moins dense.

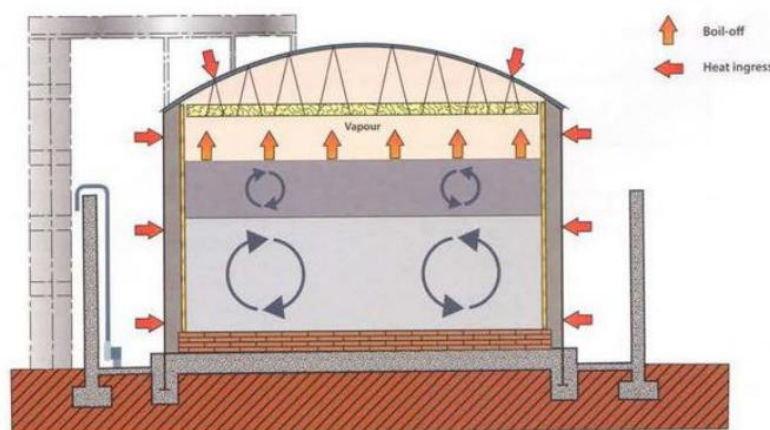


Figure 4.2 : Réservoir avec transfert de chaleur par convection avec zones stratifiées.

Source : (Society of International Gas Tanker and Terminal Operators Ltd, 2016)

À court terme, cette situation est stable, mais chaque couche établit ses propres courants de convection, et il y a très peu de transfert de chaleur ou de masse entre elles en raison de la très faible conductivité thermique du GNL (Society of International Gas Tanker and Terminal Operators Ltd, 2016).

Un indicateur clé que la stratification s'est produite est une réduction notable du taux normal d'évaporation (*Boil-Off Rate* BOR en anglais). Cela s'explique par le fait que l'évaporation de la couche inférieure est inhibée par la couche supérieure.

Cependant, la chaleur qui pénètre dans la couche inférieure par les parois et le fond du réservoir provoque une élévation de température et une diminution de la densité de cette couche inférieure. L'effet est encore plus prononcé si la densité de la couche supérieure augmente, car le BOG plus léger est éliminé.

Lorsque les densités des couches supérieure et inférieure deviennent approximativement égales, la couche inférieure s'élève soudainement à travers la couche supérieure et libère rapidement l'énergie accumulée, générant de grands volumes de BOG en un court laps de temps. C'est ce qu'on appelle le rollover.

Prévention du rollover

La seule manière certaine d'éviter un rollover est de ne pas mélanger dans le même réservoir des cargaisons de GNL aux compositions très différentes mais cela est commercialement inenvisageable (International Gas Union, 2024).

Une stratification potentielle peut être évitée lors des opérations de remplissage en chargeant le liquide le plus dense au-dessus du niveau d'un GNL plus léger déjà stocké, ou en chargeant un GNL plus léger par le bas du réservoir tout en contrôlant correctement le débit de remplissage et/ou en utilisant une buse de mélange, afin que le GNL léger ne flotte pas à la surface. Cela permet de mélanger le produit déchargé avec le contenu stocké.

Si une stratification est détectée, le produit peut être déplacé afin d'éviter qu'un rollover ne se produise. Le produit peut être recirculé en le transférant du bas du réservoir vers le haut du même réservoir. Alternativement, le produit peut être transféré du bas d'un réservoir vers le haut ou le bas d'un réservoir adjacent (International Gas Union, 2024).

Parmi toutes ces approches, la mesure directe de la densité selon la hauteur du réservoir est le moyen principal pour détecter une stratification. En situation de stratification, la couche inférieure devient souvent surchauffée, mais la surveillance du taux de BOG est un meilleur indicateur du potentiel de rollover.

Si le GNL entrant est plus léger que le résidu de GNL déjà présent dans le réservoir, une opération de remplissage par le bas garantit généralement un mélange complet des deux qualités de GNL, avec peu ou aucun risque de stratification. La production BOG, générée par l'élévation de température du GNL pendant son transfert depuis le méthanier jusqu'au réservoir, est limitée par la pression hydrostatique au fond du réservoir.

Une solution simple consiste à réduire le taux de chargement, mais cela n'est pas toujours acceptable d'un point de vue commercial, et d'autres moyens devront peut-être être adoptés.

Une buse à jet installée sur une ligne de remplissage située au fond du réservoir peut être très efficace pour prévenir la stratification, mais il doit y avoir une pression suffisante dans la ligne de remplissage pour s'assurer que le jet peut atteindre la surface du liquide, et un temps suffisant doit être accordé pour garantir que le processus de mélange se produise dans l'ensemble du contenu du réservoir. Des diffuseurs au fond de la ligne de remplissage peuvent également aider au mélange (Society of International Gas Tanker and Terminal Operators Ltd, 2016).

La stratification peut aussi être éliminée par recirculation, par rotation des stocks entre les réservoirs de stockage ou en envoyant le liquide vers l'extérieur avant qu'un rollover ne se produise, ce qui peut nécessiter une exportation du stock pendant des périodes moins rentables commercialement. (Li & Li, 2016).

Cependant, ce processus a un coût, notamment une consommation d'énergie accrue due à l'utilisation supplémentaire des pompes et compresseurs, ainsi qu'une perte de produit due à la production de BOG qui devra ensuite être exporté.

Ce procédé peut également accélérer l'arrivée du rollover, mais avec une intensité moindre. En effet, en recirculant le liquide, on accélère le processus d'égalisation des densités, ce qui est le critère déclencheur du rollover.

Ces procédures nécessitent des systèmes de gestion de réservoir sophistiqués ainsi qu'un moyen de casser la stratification comme mentionné précédemment.

4.1.3 Construction et isolation

Les matériaux utilisés pour la construction des réservoirs dépendent de la température de stockage (Rötzer et al., 2020). Les aciers au carbone, ou dans certains cas les aciers alliés au nickel, sont utilisés pour les réservoirs de GPL, mais pour des températures plus basses, des matériaux alternatifs comme l'acier au nickel à 9 %, l'acier inoxydable austénitique, l'invar, les alliages d'aluminium ou le béton précontraint doivent généralement être utilisés.

Les fondations de tous les réservoirs réfrigérés, en particulier pour le GNL, sont typiquement conçues pour tenir compte, entre autres, du mouvement thermique du réservoir, de l'ancrage contre le soulèvement, de l'isolation de la base et du tassement des fondations. Il est également nécessaire d'éviter le gel du sol et les soulèvements dus au gel, qui peuvent soulever et endommager le réservoir (Rötzer et al., 2020).

Avec l'utilisation croissante de réservoirs à double intégrité et à intégrité total pour le stockage du GNL, le recours au béton armé ou précontraint s'est développé pour les réservoirs terrestres. Ce dernier est souvent utilisé dans la construction de la paroi externe des réservoirs à double paroi. Un petit nombre de réservoirs de GNL ont été construits avec des parois intérieures et extérieures en béton précontraint.

Pour les réservoirs de GNL, l'isolation est essentielle pour maintenir la basse température nécessaire à la conservation du gaz à l'état liquide. Une isolation appropriée permet de prévenir le transfert de chaleur et de maintenir l'intégrité du GNL stocké.

En cas d'incendie externe à proximité d'un navire ou d'un terminal, la température du couvercle du réservoir et de la structure va augmenter et finira par exposer la surface d'isolation aux radiations thermiques et à une température prolongée (Rötzer et al., 2020).

L'isolation des réservoirs sur la majorité des réservoirs repose sur des mousses plastiques expansées ou des caissons en contreplaqué remplis de perlite. Les mousses plastiques sont sensibles à la chaleur, tandis que les caissons en contreplaqué remplis de perlite sont considérés comme plus robustes (Rötzer et al., 2020).

Deux types fondamentaux de mousses sont utilisés :

- Les thermoplastiques (polystyrène, PVC expansé, etc.) ;
- Les polymères thermodurcissables (mousses de polyuréthane).

Dans l'isolation du réservoir, le matériau en mousse fait partie intégrante des panneaux isolants. Normalement, la surface exposée à la charge thermique est protégée par une couche d'aluminium. Le panneau sera exposé indirectement à la chaleur par rayonnement provenant de la coque intérieure ou de la face interne du couvercle de protection.

La conception thermique du réservoir explique le calcul du BOR d'un réservoir pendant le fonctionnement normal. Il s'agit de l'un des critères les plus importants, voire du plus important, pour évaluer la performance opérationnelle d'un réservoir.

Dans le cas des grands réservoirs, une valeur de 0,05 % du volume du réservoir est généralement spécifiée. Pour les réservoirs plus petits, cette valeur se situe entre 0,07 et 0,08 %. La température initiale prise en compte est la température ambiante maximale, laquelle est définie par le propriétaire du réservoir dans le cahier des charges.

4.2 Terminal GNL

4.2.1 Vue d'ensemble d'un terminal

Il existe plusieurs types de terminal GNL chacun répondant au cahier des charges du propriétaire du terminal. Un terminal GNL peut seulement être de réception, c'est-à-dire ne recevoir que du GNL, le stocker et le distribuer, mais d'autres sont des terminaux d'exportation équipés de système de liquéfaction et de production du GNL.

Pour les deux types de terminal, beaucoup de systèmes sont équivalents. Ces installations regroupent la jetée et les lignes de transferts.

La jetée, ou poste d'amarrage, est une zone dédiée à l'accueil des navires GNL. Les bras de déchargements cryogéniques sont des équipements articulés permettant de transférer le GNL du navire vers le terminal sans perdre de température. Ces bras sont connectés aux lignes de transferts depuis la jetée.

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

La figure suivante montre un diagramme d'un terminal de GNL de réception.

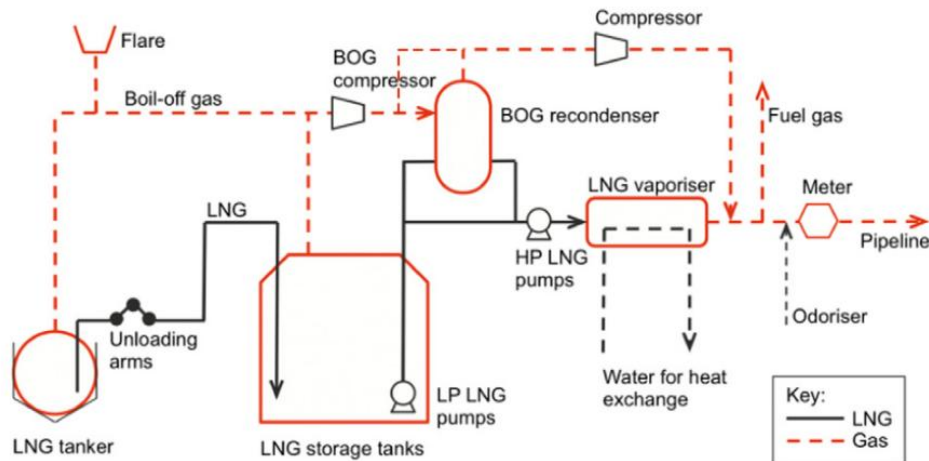


Figure 4.3 : Diagramme d'un terminal GNL de réception et de regazéification.

Source : modifiée de (Khan, 2018)

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. Des systèmes de retour de vapeurs sont toujours installés et raccordés au navire pendant les opérations de transfert de cargaison.

Lors d'un transfert de GNL, le BOG issu des vapeurs générées par l'introduction du liquide dans les cuves est renvoyé à terre par le ou les compresseurs HD du navire. La vapeur renvoyée peut être dirigée vers une torchère afin d'y être brûlée ou vers une station de BOG lorsqu'elle est installée, afin d'être recyclée comme gaz d'alimentation ou de combustion.

Dans les terminaux d'exportation et de réception, les systèmes de récupération de vapeurs sont nécessaires pour assurer le contrôle de la pression des cuves, à la fois côté navire et côté terre.

Une station de regazéification est équipée d'un vaporiseur de GNL. Suivant les terminaux, des générateurs électriques ou des turbines peuvent être ajoutés pour utiliser directement le BOG (section « fuel gas » dans la figure).

Il convient de souligner que la gestion du BOG variera en fonction du type de terminal. Pour un terminal d'exportation, un système de liquéfaction sera systématiquement installé, car la liquéfaction du gaz est nécessaire pour son transport, ainsi qu'une station de traitement.

Pour un terminal de réception, l'installation d'un système de liquéfaction ne sera pas systématiquement requise. Cela dépendra des contraintes environnementales et de la localisation géographique du terminal. Un condenseur de BOG moins coûteux peut être suffisant pour limiter les pertes (Franklin et al., 2010).

Enfin, des systèmes de sécurité, tels que des soupapes de sécurité, des détecteurs de fuites et des torchères, sont essentiels pour minimiser les risques d'accidents et garantir la sécurité des opérations.

4.2.2 Systèmes de réservoirs

Les différents types de réservoirs pour le stockage de GNL sont définis dans un certain nombre de normes et réglementations, qui diffèrent à la fois par leur date de publication et par le niveau de détail qu'elles fournissent (Rötzer et al., 2020)

Les réglementations EN 14620-1 (norme européenne) et API 625 (Rötzer et al., 2020) font une distinction entre trois systèmes de réservoirs :

- Système à simple intégrité (*single containment* en anglais)
- Système à double intégrité (*double containment* en anglais)
- Système à intégrité totale. (*full containment* en anglais)

Les normes européennes EN 14620 décrivent un type de réservoir supplémentaire avec un peu plus de détails : le système de réservoir à membrane (*membrane tank system* en anglais)

Un système de réservoir à simple intégrité (Rötzer et al., 2020) désigne un récipient étanche au liquide et à la vapeur. Il peut être construit sous forme d'une structure à simple paroi étanche ou comme une combinaison de conteneurs intérieur et extérieur.

Un réservoir à simple intégrité doit être entouré d'une enceinte de sécurité, généralement un talus de terre, afin d'empêcher que le liquide ne s'échappe de manière incontrôlée dans l'environnement.

Un système de réservoir à double intégrité (Rötzer et al., 2020) se compose d'un récipient primaire étanche au liquide et à la vapeur, qui satisfait à lui seul aux exigences d'un système à simple confinement, mais qui est construit à l'intérieur d'un récipient secondaire. Ce dernier est ouvert sur le dessus et doit pouvoir contenir le GNL en cas de fuite. Il n'est cependant pas conçu pour empêcher la fuite de vapeur de gaz.

Un système de réservoir à intégrité totale (Rötzer et al., 2020) est constitué de réservoirs primaire et secondaire qui forment ensemble un système de stockage intégré et complet. Le récipient primaire est un réservoir en acier autoportant, cylindrique, avec une seule paroi. Il peut être ouvert en haut, ce qui l'empêche de contenir la vapeur, ou être construit avec un toit en dôme, auquel cas il empêche la vapeur de s'échapper.

Le système à membrane (Rötzer et al., 2020) a été initialement développé pour les navires GNL, puis il a été utilisé pour des réservoirs de stockage de GNL terrestres dans le cadre de plusieurs projets très différents. D'un point de vue technique, l'un des avantages du réservoir à membrane est qu'il n'y a pas de contrainte sur l'épaisseur des plaques de la paroi pour les réservoirs de grande capacité, et il offre de bonnes performances sismiques en cas de séismes importants.

La membrane n'a aucune fonction porteuse. Les plaques sont fabriquées avec des ondulations croisées à 90°. Chaque segment préfabriqué est fixé au récipient extérieur (Rötzer et al., 2020).

Cette disposition permet à la membrane de se déformer librement sous l'effet thermique, sans induire de contraintes mécaniques. Les segments de membrane sont chevauchés et soudés entre eux.

Pour garantir l'efficacité continue de l'isolation et contrôler l'humidité ou la vapeur, l'espace d'isolation est surveillé et purgé en permanence avec de l'azote.

La figure suivante fait une synthèse des différents systèmes de réservoirs :

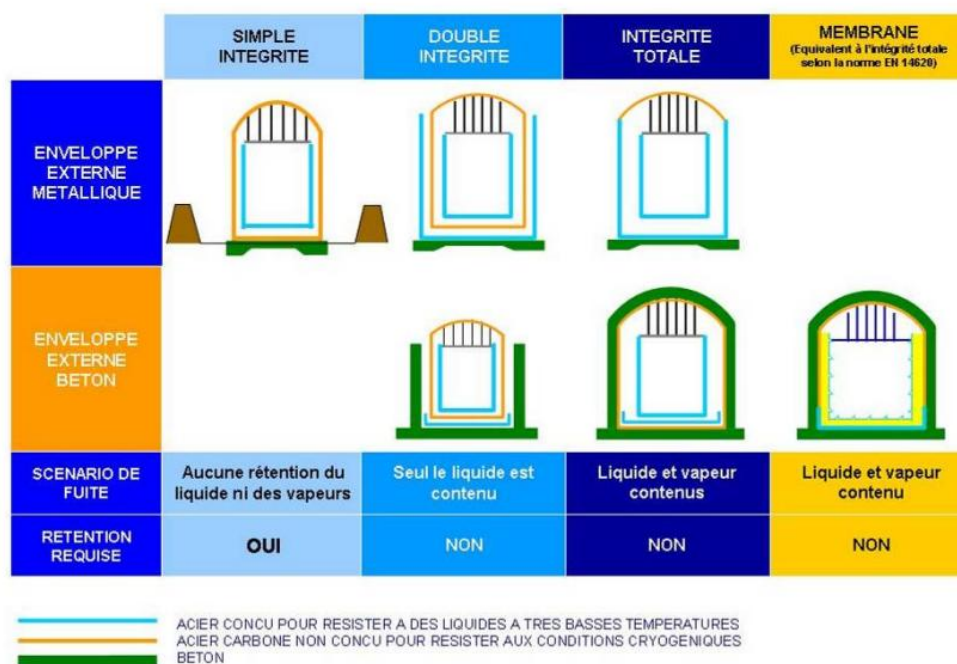


Figure 4.4 : Synthèse des systèmes de réservoirs

Source : (INERIS, 2011)

4.2.3 BOG Condenser

La figure ci-dessous montre un schéma d'un système de BOG Condenser pour un terminal de réception de GNL.

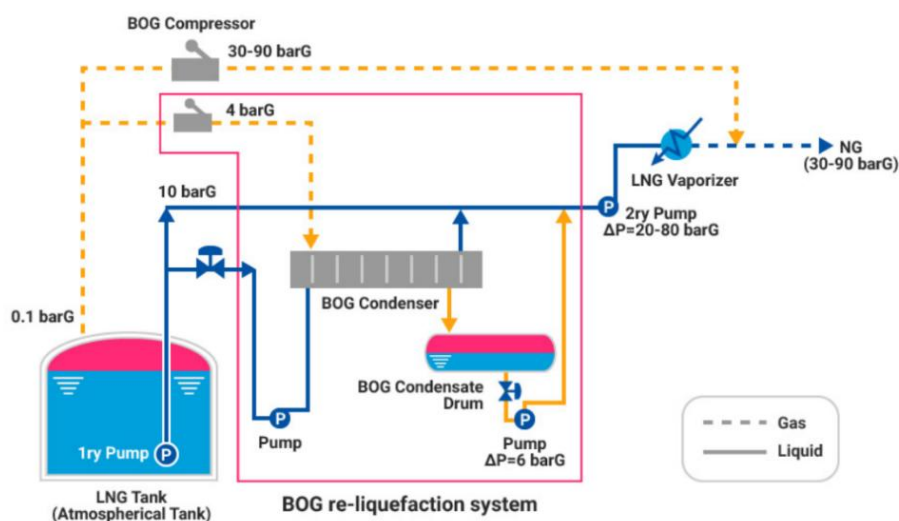


Figure 4.5 : Schéma d'un système de re-liquéfaction de BOG via un condenseur

Source : (BOG Re-Liquefaction System / CHIYODA CORPORATION, s. d.)

Le schéma indique que le BOG peut être directement envoyé pour la consommation au réseau à une pression plus élevée. Si la quantité est trop importante pour la demande, celui-ci est envoyé au condenser mais à une pression plus faible (*BOG Re-Liquefaction System / CHIYODA CORPORATION*, s. d.).

Le moyen le plus courant de récupérer le BOG consiste à le prélever depuis les réservoirs de stockage de GNL via des compresseurs de BOG, où il est comprimé, puis envoyé vers le BOG condenseur pour être reliquéfié et combiné avec le débit de sortie de GNL.

Le condenseur est un appareil dans lequel le BOG généré dans le terminal est mis en contact avec du GNL prélevé au fond du réservoir (le plus froid). Il est alors condensé, récupéré et mélangé avec le reste du débit de GNL sortant.

Le condenseur peut remplir deux fonctions principales : la première est de recondenser et récupérer le BOG au maximum, la seconde est de servir de tampon de GNL, assurant une réserve entre les pompes basse pression (LP) et les pompes haute pression (HP). Certains condenseurs remplissent les deux fonctions, d'autres non.

Une autre caractéristique importante est la pression de fonctionnement du condenseur. Celle-ci peut être fixée à une valeur donnée, être fixe mais ajustable par l'opérateur, ou encore être variable. Il existe des terminaux de regazéification où les condenseurs n'assurent qu'une seule des deux fonctions principales mentionnées ci-dessus.

De nombreux condenseurs fonctionnent à pression fixe. Cela entraîne une consommation énergétique importante et des coûts associés élevés à cause du fonctionnement intensif des compresseurs. Un condenseur avec des pressions de fonctionnement variables permettrait de réduire les coûts opérationnels des compresseurs à hauts débits en abaissant la pression de fonctionnement, et de minimiser le débit minimum de sortie en augmentant cette pression.

Certains condenseurs présentent des difficultés et une instabilité dans le contrôle de la pression. De nombreux condenseurs sont de grandes dimensions en raison des temps de rétention élevés requis par les pompes HP.

Réduire cette taille tout en maintenant le temps de séjour grâce à un bypass opérationnel serait une bonne solution. L'instrumentation est parfois simple dans certains condenseurs, ce qui peut entraîner des situations de perte de contrôle.

Dans le cas d'un problème sur le système de BOG, le gaz d'évaporation excédant sera évacué au travers d'une vanne de régulation de pression vers la torchère pour y être brûlé.

4.2.4 Unité de regazéification

Vaporisateur de GNL

Le vaporisateur convertit le GNL en gaz naturel gazeux. Le gaz naturel est ensuite régulé en pression et dosé avant d'être envoyé dans le réseau de gazoducs de transport. De plus, il est également possible de comprimer directement le GNL à la pression de sortie du gazoduc à l'aide de compresseurs d'appoint, contournant ainsi le processus de regazéification.

Les vaporisateurs sont des équipements essentiels dans les terminaux de réception de GNL, et leurs conceptions structurelles varient en fonction de la source de chaleur qu'ils utilisent.

En fonction du type de source de chaleur, les vaporisateurs peuvent être classés en vaporisateurs ambiants (utilisant des sources telles que l'air atmosphérique, l'eau de mer ou l'eau géothermique), vaporisateurs de processus (utilisant la chaleur provenant de processus thermiques ou chimiques) et vaporisateurs à feu direct (utilisant la chaleur générée par la combustion de carburant).

Il existe quatre types de vaporisateurs (*Gazéificateurs de terminaux de réception de GNL*, s. d.):

- le vaporisateur d'air ambiant (AAV),
- le vaporisateur de fluide intermédiaire (IFV)
- le vaporisateur à rack ouvert (ORV)
- le vaporisateur à combustion submergée (SCV)

Le système AAV exploite la chaleur de l'air atmosphérique pour vaporiser le GNL. Il se distingue par sa conception simple et ses faibles coûts d'exploitation. Fonctionnant de manière autonome, il utilise uniquement l'air ambiant comme source thermique, ce qui

permet d'éliminer toute émission de polluants ou de nuisances sonores (*Gazéificateurs de terminaux de réception de GNL, s. d.*).

Néanmoins, ce système présente certaines limites. Par temps froid, un apport de chaleur supplémentaire est nécessaire, et un dégivrage régulier est requis pour empêcher la formation de glace sur les tuyaux. En raison de la faible densité énergétique de l'air ambiant, l'AAV est mieux adapté aux installations de petite taille, avec des besoins en vaporisation de GNL relativement faibles.

Le système IFV utilise un fluide caloporteur pour limiter les problèmes liés au givrage. Parmi les fluides fréquemment employés, on retrouve le propane, l'isobutane, le fréon ou encore l'ammoniac.

Son fonctionnement repose sur un processus en deux étapes : d'abord, le GNL transfère sa chaleur au fluide intermédiaire, puis ce dernier échange à son tour sa chaleur avec une source thermique externe.

Le schéma ci-dessous représente un système de vaporiser IFV :

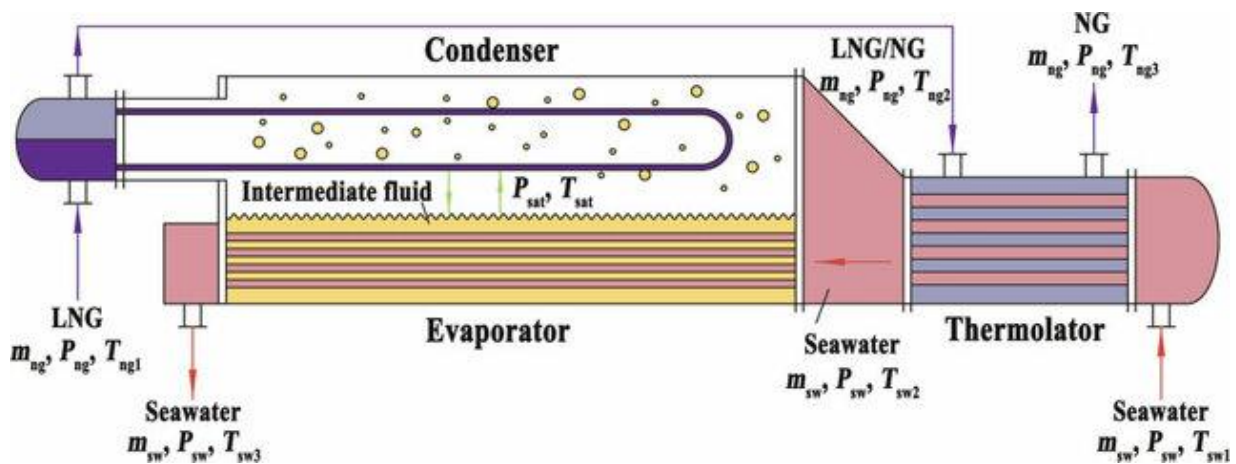


Figure 4.5 : Schéma de vaporisateur IFV

Source : (Xu et al., 2017)

Ce système présente plusieurs avantages. Il nécessite peu d'espace, garantit un débit de vaporisation stable et élimine tout risque de gel en milieu marin.

Le système ORV utilise l'eau de mer comme source de chaleur. Il se distingue par une conception simple, une exploitation facile et une maintenance peu contraignante. Ce type de vaporisateur est largement répandu dans les terminaux de réception de GNL à travers le monde (*Gazéificateurs de terminaux de réception de GNL*, s. d.).

Le schéma ci-dessous représente un système de vaporisateur ORV :

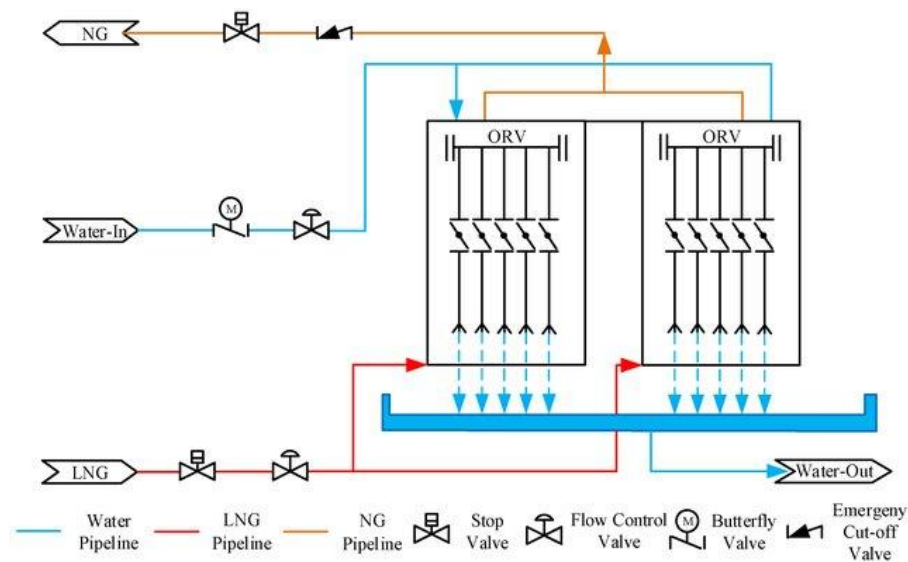


Figure 4.6 : Schéma d'un vaporisateur ORV

Source : (Cao et al., 2025)

L'ORV se distingue par son faible besoin en instrumentation, sa facilité d'entretien, et l'absence de flamme nue, ce qui en fait une solution sûre et fiable.

Le système SCV est composé de plusieurs éléments clés : un brûleur, un ventilateur, une chambre de combustion, un faisceau de tubes d'échange thermique, une cheminée et bien sûr, le bain-marie lui-même (*Gazéificateurs de terminaux de réception de GNL*, s. d.).

Le GNL circule à l'intérieur des tubes d'échange de chaleur immergés dans le bain-marie. Il bénéficie d'un transfert thermique efficace grâce à l'agitation de l'eau chauffée par les gaz de combustion, ce qui permet son réchauffement et sa vaporisation.

Le schéma ci-dessous représente un système de vaporisateur SCV :

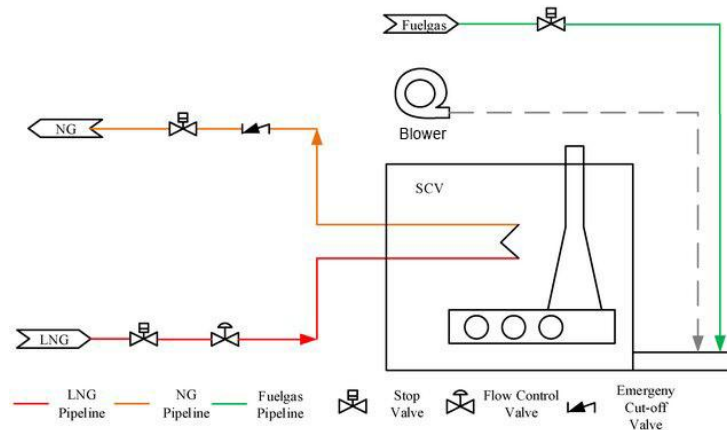


Figure 4.7 : Schéma d'un vaporisateur SCV

Source : modifié de(Cao et al., 2025)

Actuellement, les terminaux de réception de GNL utilisent généralement des ORV, des IFV, des SCV et des AAV. L'AAV est soumis à davantage de restrictions et est relativement moins utilisé dans les terminaux de réception.

Le système ORV utilise l'eau de mer comme moyen de chauffage et est plus rentable que le SCV. Pour les terminaux de réception de GNL de base, le choix principal est souvent le ORV. Cependant, le ORV présente des limites en cas de températures de l'eau de mer excessivement basses, d'eau de mer contenant des substances nocives pour l'équipement ou en cas de considération de la protection de l'environnement marin.

Le SCV nécessite un investissement initial relativement faible, occupe un encombrement plus réduit et permet un démarrage et un arrêt rapides. Cependant, le SCV nécessite du carburant, ce qui entraîne des coûts d'exploitation plus élevés par rapport à l'ORV.

Le IFV utilise des tubes en titane pour l'échange de chaleur, permettant un fonctionnement sûr et stable même en présence d'une mauvaise qualité d'eau de mer. Le principal défi avec l'IFV est la limitation importante dans la sélection des fluides intermédiaires.

Le choix des vaporisateurs doit tenir compte de leur capacité de traitement, de leur applicabilité, de leur sécurité et de leur fiabilité, de leur flexibilité, de leurs coûts d'investissement, des conditions d'utilisation des facteurs environnementaux et des

conditions climatiques. En fonction des exigences spécifiques, les vaporisateurs adaptés peuvent être choisis individuellement ou en combinaison pour l'application.

Spécifications du gaz naturel en sortie

Pour répondre aux spécifications de qualité du système de transport de gaz, le gaz en sortie peut devoir être analysé, puis enrichi ou dilué. Du propane peut être ajouté pour enrichir le gaz, tandis que de l'azote peut être utilisé pour le diluer ou le « ballaster ».

Avant sa distribution dans un réseau de transport à haute pression, le gaz naturel regazéifié est mesuré par un débitmètre et traité avec un agent odorant (ou stenchant).

Un odoriseur est un dispositif qui ajoute un odorant au gaz (Wilson & Institute of Gas Technology, 1993). Le type le plus courant est celui qui injecte un liquide mercaptan dans les systèmes de distribution de gaz naturel, afin que les fuites puissent être facilement détectées.

Les odoriseurs de gaz naturel peuvent aller d'un simple dispositif à mèche dans un récipient, à des équipements informatisés qui contrôlent la quantité d'odorant injectée en fonction du débit, suivent le stock d'odorant disponible, et déclenchent une alarme en cas de non-injection dans le flux de gaz.

Les odorants utilisés pour le gaz naturel varient selon les pays, en fonction des réglementations locales en matière de distribution du gaz. Certains odorants contiennent du soufre, qui est ensuite oxydé en dioxyde de soufre lors de la combustion du gaz.

4.2.5 Système de transfert de cargaison

Le transfert de cargaison à l'interface navire/terre peut s'effectuer au moyen de bras de chargement (MLA – *Marine Loading Arms* en anglais), souvent appelés « bras rigides », ou par des tuyaux flexibles. L'industrie du GNL utilise traditionnellement des bras de chargement, bien que les systèmes de flexibles soient souvent utilisés pour les transferts de navire à navire (*Ship to Ship* STS en anglais) (Society of International Gas Tanker and Terminal Operators Ltd, 2016).

Les flexibles sont généralement achetés spécifiquement pour l'usage prévu et conformes à une norme nationale appropriée. Au moment de l'achat, certaines spécifications clés doivent être communiquées aux fabricants, notamment :

- Les températures et pressions minimales et maximales de fonctionnement,
- Les types de cargaisons pour lesquels le flexible sera utilisé.

Il convient également de faire preuve de prudence lors de l'installation ou du déplacement des flexibles afin d'éviter tout dommage ou contact avec des arêtes vives pouvant affaiblir le flexible.

Les flexibles doivent être inspectés fréquemment (avant chaque opération de transfert) et testés à intervalles réguliers (généralement tous les six mois au maximum).

Lorsque cela est approprié, les tests de pression seront complétés par des mesures d'allongement sous pression et des tests de continuité électrique, conformément aux recommandations du fabricant (Society of International Gas Tanker and Terminal Operators Ltd, 2016).

De manière générale, il est recommandé que les terminaux équipent les flexibles de raccords à connexion/déconnexion rapide et de systèmes de déconnexion d'urgence (ERC). Il existe trois types de flexibles adaptés aux gaz liquéfiés :

- Flexibles composites,
- En caoutchouc
- En acier inoxydable.

Pour le GNL, les flexibles peuvent être de type composite ou en acier inoxydable ondulé, mais le type composite est généralement préféré. Toutefois, la majorité des transferts de cargaison GNL sont effectués au moyen de bras de chargement marins, avec le navire à quai.

Le bras est équipé de joints rotatifs permettant les mouvements nécessaires entre les raccordements navire et terre (Society of International Gas Tanker and Terminal Operators Ltd, 2016). Un contrepoids est prévu pour réduire le poids mort du bras sur le collecteur du navire et diminuer la puissance nécessaire pour positionner le bras.

Le champ d'action ou enveloppe opérationnelle du bras de chargement est défini pour s'adapter aux variations de marée et aux changements du franc-bord du navire pendant le chargement ou le déchargement.

De plus, une marge de manœuvre est prévue pour compenser les mouvements dus au vent, aux vagues, aux courants de marée et au passage d'autres navires (Society of International Gas Tanker and Terminal Operators Ltd, 2016).

Lors de la conception des systèmes de pipelines de MLA et de jetée de soutien, il est nécessaire de prendre en compte la nécessité opérationnelle de purger le système à la fin du transfert de cargaison.

Il est recommandé de ne pas installer de composants de pipeline (comme des filtres, des vannes anti-retours avec des vannes de dérivation associées) entre la vanne ESD (Emergency Shutdown) du quai et le MLA, car cela pourrait créer une section de tuyauterie verrouillée, empêchant ainsi un drainage et une purge adéquats du système.

4.2.6 Système de Relâchement d'Urgence

Un ERC (*Emergency Release Coupler* en anglais) est installé en plus des moyens de raccordement standard, mais n'est pas utilisé pour les connexions et déconnexions en conditions normales.

Le système de relâchement d'urgence ERS (*Emergency Release System* en anglais) constitue le deuxième niveau du système d'arrêt d'urgence, en complément du premier niveau ESD (INERIS, 2011). L'ESD sera abordé dans la section suivante.

Son objectif est de permettre une déconnexion rapide des bras de chargement marins (MLA) en cas d'urgence, avec un minimum de pertes de produit (Society of International Gas Tanker and Terminal Operators Ltd, 2016).

Le système comprend :

- une instrumentation pour surveiller la position du navire,
- un système d'alarme et de contrôle.

La déconnexion physique est réalisée à l'aide d'un ERC alimentée installé sur chaque bras de chargement. Un ERC typique est composé d'une bride serrée placée entre deux valves à billes ou papillons. Deux actionneurs hydrauliques montés sur la partie supérieure de l'ERC : l'un pour l'anneau de serrage, l'autre pour actionner les deux vannes via un mécanisme spécial (Society of International Gas Tanker and Terminal Operators Ltd, 2016).

En situation d'urgence, les deux vannes se ferment d'abord, puis la bride est relâchée. Une fois libérée, la partie inférieure de l'ERC et sa vanne restent attachées au collecteur du navire, tandis que le bras, avec la partie supérieure de l'ERC et sa vanne, peut se dégager du navire. Des verrouillages mécaniques et hydrauliques empêchent toute séparation tant que les vannes ne sont pas fermées.

Le système ERS fonctionne en coordination avec le système ESD. Il commence par initier l'arrêt de l'opération de transfert (appelé ESD1 - arrêt), via la liaison navire/terre, avant d'agir sur les ERC (ESD2 - déconnexion). Les vannes situées de part et d'autre de l'ERC se ferment rapidement, en général en 5 à 10 secondes (INERIS, 2011).

4.2.7 Vannes et pipelines

Les pipelines et vannes utilisées pour le service des gaz liquéfiés sont conçues, installées et entretenues pour respecter des normes et des codes de pratique spécifiques.

Les réservoirs de GNL doivent généralement être équipés de vannes de décharge de pression (*Pressure Relief Venting* en anglais). Dans certains types de conception, par exemple dans le cas des réservoirs réfrigérés, des soupapes de rupture de vide sont également installées (INERIS, 2011).

Ces dispositifs protègent le réservoir contre une surpression ou une sous-pression dues à un dysfonctionnement du processus ou à des conditions de feu. Des vannes de décharge de pression à ressort classiques ainsi que des vannes de décharge pilotées sont utilisées.

La décharge peut se faire soit vers l'atmosphère, soit vers une torchère. Cela dépend des quantités stockées, de la disposition du site et des produits manipulés. Les réservoirs sont généralement équipés d'un système de déluge d'eau pour fournir une protection supplémentaire en cas d'incendie.

Il est également suggéré de prendre en compte l'utilisation de vannes à bille comme vannes ESD, plutôt que des vannes papillon, car les vannes à bille peuvent offrir une meilleure étanchéité en service et permettent une ouverture/fermeture plus facile sous pression du système (INERIS, 2011).

Des boucles d'expansion sont intégrées dans la conception des pipelines pour permettre la contraction lors du passage des températures ambiantes aux températures cryogéniques et, inversement, l'expansion lors du passage des températures cryogéniques aux températures ambiantes.

La conception et l'ingénierie des pipelines dans les terminaux sont généralement couvertes par des normes développées par l'American Standards for Testing and Materials (ASTM), l'American Society of Mechanical Engineers (ASME) et l'American National Standards Institute (ANSI). Les codes nationaux sont également consultés.

Pour l'interface navire/jetée, ces normes peuvent ne devoir être abordées par les terminaux que lors de la conception des tuyauteries vers les jetées et sur la jetée elle-même. Les normes prennent en compte les densités de population et fournissent des orientations sur les précautions supplémentaires à prendre lorsque les pipelines traversent des zones de densité de population variable.

4.3 Navires GNL

4.3.1 Système de confinement de cargaison

Un système de confinement de cargaison comprend, lorsque cela est prévu, une barrière primaire et une barrière secondaire, une isolation associée ainsi que tout espace intermédiaire et toute structure adjacente pouvant être nécessaire au soutien de ces éléments.

Pour les cargaisons transportées à des températures comprises entre moins 10 °C et moins 55 °C, la coque du navire peut, sous réserve des exigences du Code IGC (International Maritime Organization, 2016), faire office de barrière secondaire et, dans ce cas, constituer une limite de l'espace de cale.

Les principaux types de réservoirs utilisés à bord des transporteurs de gaz sont les suivants :

- Type indépendant A
- Type indépendant B
- Type indépendant C
- Membrane

Les réservoirs indépendants (Type A, Type B et Type C) sont totalement autoportants et ne font pas partie de la coque du navire. Toutefois, d'un point de vue structurel, elles génèrent des charges et des forces qui doivent être prises en compte dans la conception, ce qui influence la conception structurelle du navire sans toutefois contribuer à la résistance de la coque. (International Maritime Organization, 2016)

Il existe aussi un système de confinement semi-membrane qui est une variante du système de confinement à membrane. La barrière primaire y est beaucoup plus épaisse que dans le système à membrane, avec des parois planes et des coins à grand rayon de courbure. Le réservoir est autoportant lorsqu'il est vide, mais ne l'est pas lorsqu'il est chargé.

Dans cet état, les pressions liquides (hydrostatiques) et de vapeur exercée sur la barrière primaire sont transmises à travers l'isolation jusqu'à la coque interne, comme c'est le cas dans le système à membrane. Les coins et les arêtes sont conçus pour permettre l'expansion et la contraction (Society of International Gas Tanker and Terminal Operators Ltd, 2016).

Bien que les citernes semi-membrane aient été initialement développées pour le transport du GNL, aucun navire de taille commerciale n'a encore été construit selon cette conception. Le système a toutefois été adopté pour une utilisation sur des navires transportant du GPL, et plusieurs navires (aujourd'hui hors services) ont été construits selon ce modèle.

Les réservoirs de type A (souvent de forme prismatiques) sont des structures indépendantes, généralement, conçues pour fonctionner à basse pression (inférieure à 0,7 bar). Leur conception repose sur des analyses de contrainte simplifiées, ce qui implique un niveau de sécurité supplémentaire : une cuve secondaire est obligatoire pour contenir une éventuelle fuite. Ils sont peu utilisés pour le GNL.

Le type B, bien que structurellement indépendant comme le type A, bénéficie d'une analyse structurelle avancée, incluant des calculs de fatigue (souvent via la méthode des éléments finis). Il peut se passer d'une cuve secondaire si l'analyse montre un risque minimal de fuite. Ce type de réservoir peut être de forme prismatique ou sphérique. Le modèle sphérique Moss, très répandu sur certains méthaniers, est un exemple emblématique de réservoir de type B.

Les réservoirs de type C sont des réservoirs sous pression, de forme cylindrique ou sphérique, souvent installés horizontalement. Conçus pour résister à des pressions allant jusqu'à 18 bars ou plus, ils sont utilisés principalement sur des petits navires GNL, des navires à propulsion au GNL (comme les ferries), ou encore comme réservoirs de soutage.

Leur fabrication est plus simple que celle des autres types pour de petits volumes, mais leur efficacité volumétrique est moindre, ce qui les rend inadaptés aux grands méthaniers.

Les réservoirs à membranes sont les plus utilisés sur les méthaniers modernes. Contrairement aux autres types, ils ne sont pas autoportants : une fine membrane (en alliage Invar ou acier inoxydable) est posée directement contre la coque intérieure du navire, sur un système d'isolation thermique très performant.

Ils fonctionnent à très basse pression (environ 0,25 bar) et tirent parti de la forme de la coque pour maximiser le volume de stockage. Les conceptions de membranes principalement utilisées aujourd'hui sont les systèmes NO 96 et MK III.

Les principaux dispositifs de sécurité intégrés dans la conception d'un navire à membrane, pour éviter que la cargaison à basse température n'entre en contact avec et n'endommage la structure en acier du navire, sont les doubles barrières du système de confinement lui-même (SIGTTO - Society of International Gas Tanker & Terminal Operators Ltd, 2016).

La membrane est conçue de manière à compenser l'expansion ou la contraction thermique sans soumettre la membrane elle-même à des contraintes excessives. La barrière primaire (membrane de 0,7 à 1,5 mm d'épaisseur) est l'élément intérieur en contact avec la cargaison et est conçue pour contenir cette cargaison.

La figure suivante montre une représentation schématique d'un réservoir à membrane.

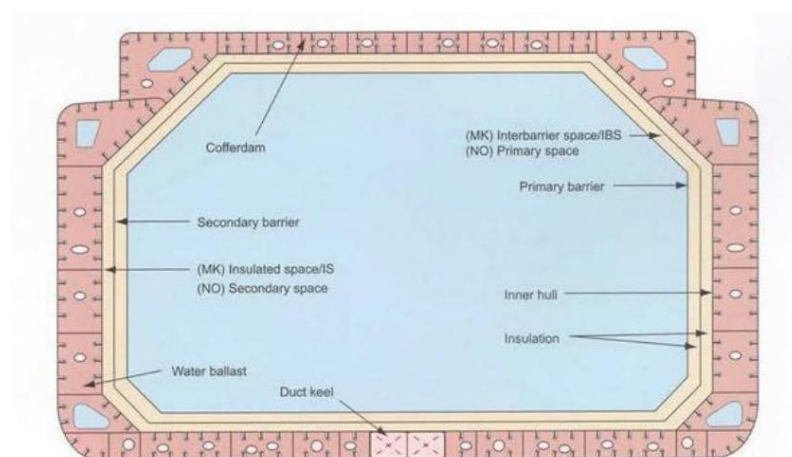


Figure 4.8 : Système de confinement à Membrane

Source : (Society of International Gas Tanker and Terminal Operators Ltd, 2016)

Les nuances d'acier utilisées pour former la coque interne sont sélectionnées dès la phase de conception en tenant compte des pires conditions environnementales possibles et d'un remplissage complet en liquide de l'espace primaire. La barrière secondaire est conçue pour contenir toute fuite éventuelle de cargaison liquide à travers la barrière primaire pendant une période de 15 jours, conformément aux exigences du Code IGC (Society of International Gas Tanker and Terminal Operators Ltd, 2016).

Les espaces d'isolation du système de confinement à membrane sont surveillés par des capteurs de température afin de détecter d'éventuels défauts de la membrane. De plus, de l'azote est injecté en continu dans ces espaces, et analysé par des détecteurs de gaz pour repérer toute fuite, avant d'être évacué par un mât de ventilation. Si nécessaire, le débit d'azote peut être augmenté pour "balayer" toute concentration de gaz.

4.3.2 Système d'arrêt d'urgence (ESD)

Le principe fondamental d'un système d'arrêt d'urgence ESD interconnecté est que la partie recevant le gaz liquéfié, (c'est-à-dire le navire au port de chargement et le terminal à terre au port de déchargement) puisse arrêter le processus de transfert de manière sûre et contrôlée, afin de garder la maîtrise des opérations sur son site.

Les fonctions du système ESD de cargaison sont de stopper l'écoulement du liquide et de la vapeur de cargaison en cas d'urgence, et de ramener le système de manutention de la cargaison dans un état statique sécurisé (Society of International Gas Tanker and Terminal Operators Ltd, 2016)(SIGTTO - Society of International Gas Tanker & Terminal Operators Ltd, 2016).

Des boutons poussoirs ESD ou des vannes pneumatiques sont installés à plusieurs emplacements à bord du navire (Society of International Gas Tanker and Terminal Operators Ltd, 2016) :

- dans la passerelle,
- au niveau de la passerelle d'accès (gangway),
- dans la salle des compresseurs (compressor room),
- dans la salle de contrôle de la cargaison (cargo control room),
- au poste de contrôle d'urgence (emergency control station).

Lorsqu'ils sont actionnés, ces dispositifs ferment des vannes à commande à distance et arrêtent les pompes de cargaison ainsi que les compresseurs (si applicable). Cela fournit une fonction d'arrêt d'urgence pour la manutention de la cargaison.

Un arrêt automatique est également requis en cas de perte du contrôle électrique ou de l'alimentation en énergie des actionneurs de vannes. De plus, si un incendie se déclare sur un dôme de citerne ou au collecteur de cargaison (où sont situés les fusibles thermiques), le système ESD est automatiquement déclenché.

Les vannes ESD peuvent être actionnées pneumatiquement ou hydrauliquement, mais dans tous les cas, elles sont conçues pour se fermer automatiquement en cas de perte de puissance d'activation, afin de garantir une position de sécurité.

Le Code IGC énonce les exigences de base pour un système ESD. Celles-ci incluent des points de déclenchement manuels et des capteurs automatiques d'incendie pouvant initier la fermeture à distance des vannes ESD « pour arrêter le transfert de liquide et de vapeur entre le navire et le terminal », et exigent que ce déclenchement arrête également les pompes de cargaison et les compresseurs.

La portée du Code IGC s'arrête au collecteur du navire, et il n'a aucune autorité sur la conception des équipements du terminal (Society of International Gas Tanker and Terminal Operators Ltd, 2016).

Des systèmes interconnectés sont donc installés de manière à ce que l'activation de l'ESD sur le navire envoie un signal au terminal, et vice versa.

Bien que le Code exige que des procédures de transfert soient établies conjointement et que les débits de chargement soient ajustés pour limiter les surpressions lors de la fermeture des vannes, l'impact de l'arrêt d'urgence à bord sur le terminal n'est pas pris en compte.

Le Code IGC exige obligatoirement que les transporteurs de gaz soient équipés à la fois de systèmes d'alarmes de niveau haut et de protection contre le débordement, indépendants l'un de l'autre. Le Code précise également que les alarmes de niveau haut doivent être indépendantes des autres indicateurs de niveau, bien que l'activation d'alarmes ou d'arrêts supplémentaires à partir du système de jaugeage soit acceptable.

En termes simples, le système de protection contre le débordement ferme une vanne pour empêcher qu'une citerne soit complètement remplie de liquide (Society of International Gas Tanker and Terminal Operators Ltd, 2016).

4.3.3 Système de gaz inerte et d'azote

Sur les navires GNL, il est courant d'avoir un système de production d'azote à bord. Pour les terminaux GNL, c'est beaucoup moins systématique. Certains grands terminaux peuvent être équipés de unités de production d'azote mais ce n'est pas une obligation réglementaire et cela dépend de la taille du terminal, de la fréquence des opérations, et des besoins spécifiques en gaz inerte (Society of International Gas Tanker and Terminal Operators Ltd, 2016).

Les navires gaziers utilisent plusieurs types de gaz inerte : du gaz inerte provenant de générateurs à combustion, de l'azote produit à bord du navire, ou de l'azote liquide fourni depuis la terre (par camion-citerne ou barge).

Les principaux avantages d'un générateur de gaz inerte à bord sont les suivants :

- Le coût du gaz inerte est inférieur à celui de l'azote liquide acheté.
- La capacité de production de gaz inerte est disponible en mer comme au port.

Les navires GNL étaient initialement équipés de systèmes de stockage pour l'azote liquide, mais les conceptions plus récentes intègrent une unité de production d'azote.

Il n'est pas économiquement rentable de produire suffisamment d'azote à bord pour les opérations d'inertage des citernes de cargaison.

Les unités de production d'azote à bord sont principalement installées pour l'inertage des espaces inter-barrières et pour certaines opérations sur le pont, telles que le scellement des dispositifs d'étanchéité, la purge des collecteurs et des conduites de gaz carburant.

En fonctionnement normal, l'espace inter-barrière (*Inter Barrier Space* IBS en anglais) et l'espace d'isolation (*Insulation Space* en anglais) doivent être ajustés à l'azote en fonction des variations de pression atmosphérique et du refroidissement ou réchauffement de ces espaces lors du chargement ou du déchargement.

Il est nécessaire d'assurer un flux continu d'azote à travers l'espace d'isolation afin d'éviter la corrosion à l'intérieur de l'isolation et de détecter les fuites de gaz dans chaque espace isolé en cas de dommage ou de fissure de la barrière. Pour cette raison, la pression du côté alimentation est maintenue légèrement inférieure à la pression du côté évacuation.

Tous les navires GNL ont la capacité de produire de l'azote pour l'inertage des espaces inter-barrière et des doubles coques, car le dioxyde de carbone présent dans le gaz inerte gèlerait au contact de la cargaison.

Lorsque l'inertage des citernes de cargaison est nécessaire sur les navires GNL, on utilise soit de l'azote provenant de la terre, soit du gaz inerte produit par combustion. La plupart des navires, à l'exception des plus petits transporteurs de gaz pressurisés, sont capables de produire leur propre gaz inerte.

Les systèmes de gaz inerte produits par combustion contiennent généralement entre 2 et 4 % (vol) d'oxygène. Les systèmes de production d'azote offrent en général une pureté minimale de 97 % (vol) d'azote, avec une teneur en oxygène bien inférieure aux exigences du code IGC.

La qualité du gaz inerte produit par les générateurs à bord est généralement insuffisante pour les cargaisons sensibles à l'oxygène. Étant donné les composants présents dans le gaz inerte, cela peut entraîner des restrictions d'usage, notamment si les citernes ont été dégazées pour inspection, ce qui est souvent nécessaire en cas de changement de type de cargaison.

Il est courant que les citernes de cargaison soient inertées avec de l'azote provenant du terminal terrestre si celui-ci ne peut être produit à bord. Si le terminal n'est pas en mesure de fournir de l'azote sous forme gazeuse, il peut être nécessaire de faire livrer de l'azote liquide et de le vaporiser à terre.

4.3.4 Gestion du BOG

Plusieurs autres méthodes de gestion du BOG à bord sont possibles, reprenant celles déjà décrites précédemment. La gestion du BOG permet de contrôler la pression des vapeurs de cargaison dans les cuves pendant les opérations de cargaison et pendant la navigation. Sur les méthaniers, les options incluent :

- Le retour des vapeurs à terre (pendant les opérations de chargement et de déchargement)
- La consommation des vapeurs par des chaudières, moteurs etc.,
- Par combustion directe dans une unité de combustion de gaz (GCU).
- En reliquifiant le BOG, si le navire est équipé d'un système de reliquéfaction

Deux types de compresseurs sont utilisés pour gérer ce BOG. Ils sont plus utilisés comme souffleurs que comme compresseurs à proprement dit. Les compresseurs basses capacité (*Low Duty Compressors* LD en anglais) traite le BOG pendant la navigation, tandis que le compresseur haute capacité (*High Duty Compressors* HD en anglais) gère les vapeurs produites durant le refroidissement et le chargement, en les renvoyant à terre (International Chamber of Shipping et al., 2020).

Lorsqu'un navire est en mer, les compresseurs LD récupère le BOG depuis un collecteur relié à chaque cuve de cargaison, les fait passer par un échangeur de chaleur, puis les dirige vers la salle des machines.

Sur les navires GNL, les compresseurs sont principalement utilisés pour :

- Renvoyer les vapeurs à terre pendant les opérations de chargement,
- Faire circuler les vapeurs chaudes lors des opérations de réchauffement,
- Fournir un débit fixe de vapeur au système de propulsion,
- Fournir un débit de vapeur à l'unité de combustion de gaz (si présente),
- Fournir un débit de vapeur à travers une installation de re liquéfaction (si présente).

Le Code IGC (International Maritime Organization, 2016) exige deux moyens de contrôle de la pression des cuves de cargaison. À bord des navires GNL traditionnels à vapeur, lorsque la quantité de BOG produite dépasse les besoins, l'ensemble du volume est brûlé dans les chaudières, et toute vapeur excédentaire est « rejetée » via un condenseur refroidi à l'eau de mer. La présence de deux chaudières avec système de purge de vapeur satisfait aux exigences du Code IGC.

Les navires GNL utilisant des moteurs à combustion interne pour la propulsion dépendent de la charge motrice pour brûler le BOG, et ne disposent donc pas de moyen comparable pour brûler l'excès. Ce changement de méthode de propulsion crée un besoin de traiter le BOG par d'autres moyens afin d'éviter son rejet à l'atmosphère.

Le système GCU (Society of International Gas Tanker and Terminal Operators Ltd, 2016) est requis pour brûler en toute sécurité l'excès de BOG provenant des cuves de cargaison, tout en maintenant la température des gaz d'échappement à la sortie de la cheminée en dessous de 535 °C. Bien que cela soit 50 °C en dessous de la température d'auto-inflammation du méthane dans l'air, une norme industrielle de 450 °C a été adoptée. Sur certains navires plus récents, un système combiné générateur de gaz inerte (IGG) / GCU est installé, dans lequel les gaz d'échappement du GCU sont utilisés pour produire du gaz inerte.

La reliquéfaction du BOG à bord est aussi une possibilité par un système de reliquéfaction similaire à ceux décrits en partie 3. Cependant, la conception du système doit prendre en compte les fluctuations du BOR ainsi que la composition du gaz tout au long du voyage. Un système de reliquéfaction type SMR est le plus souvent utilisé car plus compact et plus simple.

5 FLOATING STORAGE REGASIFICATION UNIT

La demande mondiale en GNL ne cesse de croître, portée par les impératifs climatiques sur la réduction des gaz à effet de serre (notamment le CO₂). Cependant, la construction d'un terminal terrestre pour réceptionner le GNL représente un investissement considérable, tant en coûts qu'en délais. Face à ces contraintes, les progrès réalisés dans la conception des navires GNL, notamment l'innovation des réservoirs à membranes, permettant de limiter encore plus le BOG, ont ouvert la voie à une alternative plus souple et économique : le terminal flottant.

La configuration d'un terminal flottant peut varier en fonction de l'emplacement, du choix technologique ainsi que des considérations de sécurité et environnementales. Les configurations les plus courantes sont :

- les unités flottantes de regazéification (*Floating Storage Regasification Unit* – FSRU en anglais), avec des réservoirs de stockage de GNL et des installations de regazéification situés sur un seul navire.
- les unités flottantes de stockage (*Floating Storage Unit* -FSU en anglais), reliées à des installations de regazéification séparées, lesquelles peuvent être elles-mêmes situées sur une unité flottante de regazéification (*Floating Regazefication Unit* FRU en anglais), un quai ou à terre.
- Des navires GNL modifiés parfois appelés navires de regazéification par navette (*Shuttle and Regasification Vessel* - SRV en anglais), capables de décharger du GNL regazéifié dans un pipeline sous-marin via une bouée de déchargement.

Le FSRU est donc à la fois un navire et un terminal de réception. Il combine donc les caractéristiques maritimes classiques à des installations techniques capables de regazéifier le GNL à bord. Cette section détaille les spécificités d'un FSRU.

5.1 Vue d'ensemble

Un FSRU doit donc être capable d'exécuter à minima quatre fonctions principales :

- Stocker le GNL
- Permettre le chargement du GNL
- Gérer le BOG
- Regazéifier le GNL pour le délivrer à terre.

La figure ci-dessous montre une image d'un FSRU de la compagnie Excelerate Energy. Sur cette image, l'unité de regazéification est visible à l'avant ce qui est différence notable avec un navire GNL classique.



Figure 5.1 : Photo du FSRU Excelerate SEQUOIA

Source : (« Floating Storage Regasification Unit (FSRU) », s. d.)

5.1.1 Stockage du GNL

La coque et les réservoirs de stockage d'un FSRU sont de conception identique à celles d'un navire GNL classique pour l'isolation et la construction. Les navires sont construits avec une double coque en acier pour garantir leur intégrité et utilisent soit des citernes de type membrane, soit des citernes sphériques type Moss.

Les citernes à membranes sont privilégiées pour les FSRU car leur forme offre une capacité de stockage plus élevée pour une taille de navire donnée, en raison de l'absence d'espaces entre les citernes (Society of International Gas Tanker and Terminal Operators Ltd, 2016).

De plus, leur pont plat constitue une meilleure plateforme pour les installations de regazéification. Dans le cas des citernes Moss sphériques, les installations de regazéification doivent être situées soit entre les citernes, soit à la proue du navire (SIGTTO - Society of International Gas Tanker & Terminal Operators Ltd, 2016).

5.1.2 Chargement du GNL

Le chargement du GNL, fourni par un navire GNL, peut se faire via une jetée ou directement en STS avec le FSRU. Le transfert STS est une alternative plus économique lorsque le FSRU est amarrée à une jetée.

Si ce mode de transfert est envisagé, les systèmes d'amarrage du FSRU et de la jetée doivent généralement être vérifiés pour s'assurer qu'ils peuvent supporter les forces supplémentaires générées.

Le transfert du GNL peut se faire via MLAs similaire à un terminal mais installé sur le FSRU ou par tuyaux flexibles. Les MLAs sont préférés, en particulier lorsque les opérations de transfert sont fréquentes et que le FSRU n'est pas destiné à naviguer. Le principal avantage des flexibles est leur coût, bien inférieur à celui des MLA mais leur inconvénient est que le déchargement est plus long et génère davantage de BOG (Songhurst, 2017).

5.1.3 Gestion du BOG

Le BOG produit pendant le stockage ou les opérations de traitement peut être géré à l'aide d'équipements traditionnellement présents sur les navires GNL tels que : la production d'électricité et les unités GCU.

De plus, les FSRU peuvent être équipées de systèmes supplémentaires permettant une gestion plus poussée du BOG, notamment :

- Un BOG recondenser qui est un système similaire au terminal de réception.

- Un compresseur d'envoi de gaz peut diriger le BOG directement vers le système d'exportation de gaz en augmentant sa pression jusqu'à celle de l'exportation.
- L'utilisation de réservoirs de stockage de GNL conçus spécialement pour fonctionner à des pressions plus élevées permet de réduire le volume de BOG généré, offrant ainsi une plus grande flexibilité lors des transferts de cargaison ou en période de faible exportation.
- Une unité de reliquéfaction peut refroidir le BOG et le recondenser. Le GNL produit est ensuite renvoyé dans les cuves de cargaison.

Pendant le fonctionnement normal, le BOG généré par le GNL dans les cuves est généralement de l'ordre de 0,10 à 0,15 % en poids par jour (soit environ 3 à 5 tonnes par heure), selon l'âge du navire. Les navires modernes bénéficient d'une meilleure isolation et se rapprochent d'un taux de 0,1 % (Songhurst, 2017)

Pour un débit de regazéification de 5 mtpa (million tonnes par an) utilisant un système en boucle fermée, la consommation de carburant typique serait d'environ 6 t /h pour la production d'électricité, 14 t /h pour chauffer le fluide de circulation afin de vaporiser le GNL., et 0,5 t /h pour les services généraux du navire, soit un total de 20,5 t/h (Songhurst, 2017).

Si la FSRU utilise la méthode en boucle ouverte pour la regazéification, seulement 6 t/h de gaz sont nécessaires pour produire l'électricité destinée aux pompes de circulation de l'eau de mer, plus les services généraux, soit un total de 6,5 t/h (Songhurst, 2017).

Le gaz supplémentaire requis, au-delà de celui produit en mode maintien (holding), est obtenu par vaporisation de GNL. Par exemple, pour une FSRU récent ne générant que 3 t/h de BOG, le complément requis serait : 3,5 t/h pour la boucle ouverte, 17,5 t/h pour la boucle fermée.

Dans le cas d'un ancien navire de 140 000 m³ fonctionnant à un débit de 3 mtpa en mode boucle ouverte, le BOG produit (environ 5 t/h) correspond à la consommation de carburant.

Comme pour les terminaux terrestres, le BOG recondenser ne peut fonctionner que s'il y a une sortie de gaz depuis le FSRU, ce qui doit être planifié. Les opérations de chargement du navire doivent coïncider avec une exportation de gaz. Si cela n'est pas possible, un

compresseur d'exportation peut être utilisé pour augmenter la pression du BOG (de 5 bar g jusqu'à la pression d'export).

5.1.4 Regazéification du GNL

Pour la regazéification, le GNL est vaporisé via un vaporisateur utilisant soit un système en boucle ouverte, soit un système en boucle fermée.

Dans le système en boucle ouverte, l'eau de mer circule une seule fois dans l'échangeur avant d'être rejetée en mer, de la même manière que les vaporisateurs à grille ouverts utilisés dans les terminaux terrestres.

Le système en boucle fermée utilise un fluide caloporteur circulant (généralement un mélange d'eau douce et de glycol) chauffé par la vapeur produite par les chaudières du navire.

Ce système est similaire à celui des vaporisateurs à combustion submergée utilisés à terre. Il existe également une option utilisant le procédé de vaporisation à fluide intermédiaire (IFV).

Le système en boucle ouverte est le plus simple et utilise directement l'eau de mer dans un échangeur de type « tube et calandre ». L'eau de mer est pompée vers l'échangeur, vaporise le GNL et ressort environ 10 °C plus froide (Songhurst, 2017).

Ce système est mieux adapté aux climats à eau de mer chaude afin de minimiser le risque de givrage. L'eau de mer est ensuite rejetée directement dans la mer – d'où le terme « boucle ouverte ». Cette méthode peut soulever des problèmes d'autorisation, comme c'est le cas pour les terminaux terrestres (Songhurst, 2017).

L'énergie nécessaire pour pomper l'eau de mer à travers l'échangeur consomme environ 1,5 % du gaz exporté pour la production d'électricité, ce qui est comparable aux terminaux à terre. Le système en boucle fermée fait circuler un mélange d'eau douce et de glycol préchauffé par la vapeur des chaudières du navire, généralement dans un échangeur de chaleur compact. Cette méthode consomme 1 % supplémentaire du gaz exporté pour chauffer le fluide caloporteur, soit une consommation totale d'environ 2,5 %.

Afin de répondre aux besoins variés des différents sites et d'offrir une certaine flexibilité, les nouveaux navires sont souvent conçus avec des capacités en boucle ouverte *et* fermée.

Si le rejet d'eau de mer directement dans le port est autorisé par les autorités locales (ce qui n'est pas toujours le cas), ce mode est préféré, car il consomme beaucoup moins de carburant, entraînant ainsi des coûts d'exploitation plus faibles et des émissions de CO₂ réduites.

Il est également nécessaire d'intégrer des compresseurs haute pression (*High Pressure Compressors* HPC en anglais) afin d'élever la pression du gaz regazéifié à l'issue de la vaporisation. En effet, la pression obtenue à cette étape est insuffisante pour répondre aux exigences du réseau de transport de gaz, rendant une compression supplémentaire indispensable.

5.2 Affrètement des FSRU

Les FSRU peuvent être classées soit comme des navires, soit comme des installations offshore. La conception en tant que navire est basée sur l'exploitation normale des méthaniers à l'échelle mondiale, avec des mises en cale sèche régulières tous les 5 ans au moins et les normes internationales de sécurité maritime (Songhurst, 2017).

Dans le cas des installations offshore, celles-ci peuvent être subdivisées en installations mobiles (avec propulsion) ou fixes (sans propulsion). Les unités classées offshore sont généralement conçues en fonction des conditions spécifiques du site et régies par des réglementations et normes nationales.

La plupart des FSRU sont classées comme navires afin de conserver la flexibilité de fonctionner soit comme FSRU, soit comme navire GNL.

Les FSRU sont disponibles via des contrats d'affrètement de court terme (2 à 5 ans) ou de long terme (10 à 20 ans). En règle générale, l'affréteur préfère des contrats de courts termes pour coïncider avec la mise en cale sèche pour la maintenance du FSRU (Songhurst, 2017).

Les FSRU appartiennent généralement à des compagnies maritimes et peuvent être réaffectées une fois le projet terminé. C'est un avantage majeur par rapport aux terminaux terrestres dont le coût de construction constitue une dépense irrécupérable. En tant qu'actif flexible, une FSRU peut être relocalisée pour répondre à des besoins saisonniers (Songhurst, 2017).

Cependant, il semble que les terminaux FSRU les plus récents soient contractés sur une base plus permanente, avec une fourniture de gaz tout au long de l'année. Les problèmes d'autorisation pour les terminaux terrestres sont fréquents en raison de l'effet NIMBY (*Not In My Back Yard*, « pas dans mon jardin » en anglais).

Bien que les FSRU soient normalement « loués », il est possible de les acheter directement, sous réserve des conditions contractuelles. Cette option est idéale pour les petits projets de développement gazier en phase initiale, qui peuvent ensuite évoluer vers des contrats d'approvisionnement à long terme. Les FSRU sont particulièrement adaptés pour fournir du gaz dès les premières phases, pendant qu'un terminal terrestre permanent est envisagé ou en cours de construction.

Par ailleurs, de nombreux fournisseurs de FSRU proposent désormais l'intégration d'unités de production d'électricité, soit directement sur le navire (sous forme de barge électrique), soit via un partenariat stratégique. Cela permettrait de déployer une installation complète de production d'électricité de manière simple et rapide, et de la connecter directement au réseau.

Il existe également des FSRUs dépourvus de système de propulsion, comme le FSRU S188 de la compagnie Exmar, qui était à l'origine une barge convertie en FSRU. L'un des principaux avantages de ce type de configuration est la réduction des coûts liés à la maintenance et à la machinerie. En revanche, cela se traduit par une flexibilité et une mobilité moindre. Ces FSRU sont donc mieux adaptés à des périodes d'utilisation ou des affrètements de longue durée. En cas de déplacement, l'intervention de remorqueurs est nécessaire.

5.3 Comparaison entre terminal et FSRU

Les FSRU utilisent essentiellement la même technologie que les terminaux terrestres. La seule véritable différence est que l'équipement est « marinisé » afin d'être adapté à la construction en chantier naval et à une exploitation en mer. Pour un navire neuf, l'équipement est généralement intégré au navire et construit en même temps que celui-ci, on parle souvent de construction « en pièces détachées » ou « sur bâti » (Songhurst, 2017).

Le coût en capital d'un terminal FSRU est généralement de 50 à 60 % de celui d'un terminal terrestre équivalent, en raison de sa taille compacte et des coûts efficaces en chantier naval, comparé à un terminal terrestre « construit sur site » nécessitant un terrain plus vaste et d'importants travaux de génie civil (Songhurst, 2017).

Il s'agit d'une différence significative qui peut améliorer fortement l'économie du projet. La capacité à livrer rapidement le premier gaz est également un atout concurrentiel important.

Le coût d'investissement relativement faible n'est pas le seul atout des solutions FSRU pour l'importation de gaz naturel (Wood & Kulitsa, 2018). Les FSRU sont :

- construits et mises en service plus rapidement (environ 2 ans) que les terminaux terrestres (environ 4 ans)
- construits en chantier naval, ce qui limite les dépassements de coûts et de délais
- rentables pour des marchés de petite taille, intermittents et/ou saisonniers
- flexibles et peuvent être déplacées en fonction de la demande du marché
- capables d'être installées au large, voire en eaux profondes si nécessaire
- moins dépendants de l'accès au foncier, des contraintes de construction et de la réglementation à terre.
- capables de fournir un accès rapide à un combustible alternatif, facilitant les changements de combustible
- une solution pour alimenter des zones isolées en GNL

Cependant, leur déploiement comporte aussi des inconvénients et des limites. Par rapport aux terminaux terrestres de réception, les FSRU sont généralement plus (Wood & Kulitsa, 2018):

- limités par des capacités de stockage de GNL et d'envoi plus faibles, ce qui restreint leur attractivité aux marchés de niche, bien que les capacités de regazéification des FSRU soient en hausse. La plupart des FSRU en service ont une capacité comprise entre 125 000 et 175 000 m³ au total, bien que des installations de plus grande capacité soient possibles. A titre de comparaison, un terminal GNL peut posséder plusieurs réservoirs de cette même capacité.
- difficiles à agrandir ou à adapter à la croissance de la demande de gaz sur leur site d'implantation.

- soumis à une réglementation maritime stricte et à des exigences de maintenance plus élevées en raison de l'environnement marin, et en ajoutant les réglementations locales.
- limités en espace pour intégrer des unités de mélange (azote ou GPL) permettant d'ajuster la valeur calorifique du gaz exporté, bien que de telles installations soient parfois situées à terre près d'une jetée.
- coûteux à exploiter par unité de capacité. Les FSRU coûtent généralement 2 à 3 fois plus cher qu'un méthanier en affrètement journalier.
- limités en capacité « tampon » (stockage de réserve) dans les cuves par rapport aux usines à terre, ce qui peut être un frein si la demande du marché est imprévisible et très variable.
- complexes à exploiter et à optimiser en performance, nécessitant une expertise technique accrue.
- dépendants de personnel hautement qualifié (opérateurs maritimes, ingénieurs de conception de navire et ingénieurs de procédés spécialisés offshore)
- susceptibles d'impliquer moins de contenu local lors de la construction, et leur nature potentiellement temporaire peut inciter certains gouvernements à préférer les installations terrestres.
- vulnérables aux interruptions dues aux conditions météorologiques, notamment lorsqu'elles sont amarrées hors des zones portuaires protégées.

5.4 Choix du site d'exploitation

Lors de l'évaluation du site du projet et des options pour un FSRU basée sur un navire, plusieurs facteurs clés sont à prendre en compte (Ho, 2008). Ceux-ci incluent :

- Le site du projet en mer a-t-il un accès à des infrastructures portuaires ?
- Quelles sont la gravité et la variation annuelle des conditions météorologiques, c'est-à-dire le vent, les vagues, les courants, la température et l'humidité.
- Le site du projet est-il proche du rivage où des installations telles que des quais, des digues, des ports et des pipelines peuvent être disponibles ou facilement construits ?
- Y a-t-il des problèmes de bathymétrie, de dragage ou géologiques ?

- Y a-t-il des problèmes environnementaux liés à l'eau de mer ou à l'air ? (ex : rejet thermique dans les eaux)
- Y a-t-il des préoccupations géopolitiques ?

À la suite de la prise en compte de ces questions, une option appropriée pour le FSRU peut être sélectionnée parmi les suivantes :

- Il est amarré à un quai fixe.
- Il est stationné près du rivage en profondeur modérée (environ 30 mètres), sur systèmes d'amarrage à point unique (*Single Point Mooring turret* SPM en anglais) ou à mouillage étendu.
- Situé en haute mer, en eaux profondes (disons plus de 500 mètres), probablement sur un système d'amarrage à point unique.

L'approvisionnement ou la demande en gaz peut être terrestre, près du rivage ou en mer, et la conversion du navire sera différente selon qu'il s'agit d'un amarrage à un quai fixe, en eaux peu profondes ou en haute mer.

Le FSRU sera donc plus exposé au vent, aux vagues et aux courants, il est donc crucial de bien évaluer l'effet des éléments sur les mouvements du navire. Les mouvements du navire affecteront directement les composants suivants :

- Les charges du système de confinement du GNL, spécifiquement en condition de remplissage partiel.
- Les performances de l'équipement de traitement – Les limites de mouvements et d'accélération sur les processus – Les charges dynamiques sur les fondations soutenant l'équipement en surface
- Les charges et la conception du système de mouillage

5.5 Gestion du Rollover

Le Rollover est plus courant sur les FSRU en raison de leurs modes d'exploitation habituels. Le remplissage fréquent de GNL de provenance différentes dans les citernes aggrave le phénomène (Maksym & David A., 2018).

La plupart des FSRU ne disposent pas d'équipements intégrés spécifiquement conçus pour gérer les rollovers contrairement à un terminal terrestre. De plus, il n'existe pas de pratique de gestion standard rigoureuse dans le secteur des FSRU pour surveiller et réagir face aux rollovers (Maksym & David A., 2018).

Il existe deux approches pour améliorer la gestion du Rollover pour les FSRU :

- l'installation d'équipements spécialisés de surveillance et de chargement dans les cuves de GNL, ce qui est coûteux et nécessite des rétrofits sur les FSRU existants.
- la mise en place de mesures opérationnelles fiables (notamment recirculation du GNL).

La recharge fréquente de plusieurs cuves, plus petites que celles des terminaux, entraîne un échauffement plus rapide du GNL. Comparé aux grandes citernes, le BOG est bien plus élevé dans un FSRU : environ 0,1 % à 0,15 % du volume de cargaison par jour, contre 0,05 % par jour dans un réservoir terrestre (Maksym & David A., 2018). Cela peut poser un problème car la demande en gaz peut être variable suivant la demande de gaz requise à terre.

De plus, la plupart des FSRU disposent d'une capacité limitée de gestion du BOG et ne sont pas équipées de systèmes de recirculation du gaz et du GNL à l'intérieur des citernes. Cependant, contrairement à un terminal terrestre, la recirculation du GNL peut se faire directement via le pipeline du navire.

Bien que l'industrie des FSRU, en une dizaine d'années d'exploitation, ait publié des recommandations générales pour des opérations sûres comme l'indique le GGINL (International Gas Union, 2024) , il n'existe toujours pas de procédures d'exploitation normalisées.

6 CONVERSION D'UN NAVIRE GNL EN FSRU

Compte tenu de la similarité de conception entre un FSRU et un navire GNL classique, l'idée de recycler un navire existant pour le convertir en FSRU peut sembler une option séduisante. Toutefois, cette conversion implique un certain nombre de contraintes, tant techniques qu'économiques, que cette section se propose d'analyser en détail.

6.1 Intérêt économique

Bien que les projets varient considérablement, la conversion d'un navire existant peut prendre de 1 an et demi à 2 ans, tandis que la construction d'une installation neuve peut prendre jusqu'à trois ans. Utiliser un navire neuf offre la flexibilité de personnaliser les spécifications en fonction des besoins d'un projet spécifique. Le redéploiement d'un FSRU vers un nouvel emplacement peut être une option attrayante lorsqu'une capacité de regazéification est nécessaire rapidement (WEST, 2016).

La plupart des projets FSRU sont situés dans des ports existants ou dans des ports intégrés aux plans de développement national, ce qui permet de répartir les coûts. En revanche, si un port doit être construit spécifiquement pour le projet et qu'il nécessite des installations majeures comme une digue de protection, cela pourrait alourdir considérablement les coûts et rendre le projet non rentable. On pense que cela a été l'un des facteurs ayant conduit Emirates LNG à annuler son terminal prévu à Fujairah et à chercher d'autres sites possibles (Songhurst, 2017).

Il y a plusieurs incitations pour les constructeurs (Franklin et al., 2010), les investisseurs et les opérateurs à envisager la conversion de navires GNL en FSRU :

- Le coût faible des anciens navires - Les navires usagés sont actuellement disponibles à 10%-25% du coût des coques de navires « neufs ». Une installation de stockage terrestre à confinement complet de 150 000 m³ avec tous les systèmes de tuyauterie

associés coûtera environ 100 à 150 millions de dollars. Une coque de navire neuve de la même capacité coûtera environ 200 millions de dollars d'après le LNG World Shipping, (décembre 2009). Une nouvelle coque dans un projet FLNG pourrait représenter 25 à 40 % du coût total du projet.

- La planification : Les réservoirs d'un terminal terrestre neufs nécessitent normalement 3 à 4 ans pour être conçus et fabriqués, et sont presque toujours sur le chemin critique pour les projets GNL. Les navires en fin de vie sont immédiatement disponibles et peuvent réduire le calendrier global d'un projet GNL flottant de 1 à 2 ans.
- La permission : Les navires existants ont passé les inspections de Classe et sont généralement bien entretenus. L'obtention des permis pour un projet utilisant des LNGC existants pour un service en mer devrait constituer un avantage par rapport à des projets terrestres.
- La mobilité de l'actif - L'installation flottante peut être réaménagée et déplacée vers un autre site productif si le champ de gaz actuel devient moins attractif en raison d'une baisse de la production, de changements dans la composition, de troubles géopolitiques ou d'autres raisons.

La conversion d'un navire existant est susceptible de coûter environ 100 millions de dollars, en plus du coût d'acquisition du navire (Songhurst, 2017). Si un méthanier quasi neuf est acheté pour 150 millions de dollars, le coût final d'environ 250 millions de dollars serait similaire à celui d'un FSRU neuf, mais avec l'avantage d'être achevé en 18 mois contre 36 mois pour un navire neuf. Un navire plus ancien coûterait moins cher et permettrait de réduire le coût total.

Ce coût couvre la fourniture et l'installation de l'équipement de regazéification, pompes haute pression, vaporisateurs, station de comptage, bras ou flexibles d'exportation de gaz, systèmes utilitaires supplémentaires nécessaires pour répondre à la demande accrue en électricité et à la circulation d'eau pour la vaporisation, ainsi que toute modification pour l'amarrage permanent, par exemple alimentation électrique importée, revêtements de coque conformes aux réglementations du port.

Cela est probablement dû à la demande pour des navires de capacité supérieure à 173 000 m³, tandis que la plupart des méthaniers existants étaient dans la gamme de 130 000 à 140 000 m³.

Par exemple, Höegh LNG avait annoncé qu'il allait convertir l'un de ses navires existants, considérant cette option plus rapide qu'un nouveau navire pour répondre à la demande du marché des FSRU de 2017-2018.

6.2 Sélection du navire candidat

La majorité des navires GNL disponibles pour conversion peuvent être des navires MOSS, à propulsion vapeur, utilisant le BOG comme carburant, d'une capacité de 125 000 à 140 000 m³. De plus, d'anciens navires à membrane de 120 000 à 140 000 m³ ainsi que deux navires à réservoirs autoportants prismatiques de type B (*Self-Supporting Prismatic* en anglais IMO Type B) de 87 500 m³ peuvent également être disponibles (Franklin et al., 2010).

Les navires de type MOSS sont équipés de réservoirs sphériques indépendants de type B selon les normes de l'IMO, très robustes et résistants aux dommages causés par le sloshing à tout niveau de remplissage. Ces réservoirs MOSS sont parfaitement adaptés aux environnements en haute mer.

Les réservoirs à membrane ne peuvent pas supporter les effets sévères de sloshing pouvant se produire à des niveaux partiels de remplissage.

La conversion d'un navire à membrane pour une application FSRU ne serait acceptable que s'il est situé près du rivage, dans une zone protégée ou abritée, où il ne serait pas soumis à des mouvements significatifs du navire (Franklin et al., 2010).

Depuis 2010, les navires à membranes de capacités de plus grandes capacités sont aussi considérés. Pour exemple, l'exploitant norvégien de méthaniers BW LNG a acquis deux navires construits en 2011, d'une capacité de 174 000 m³, auprès de Stena Bulk, et envisage de convertir ces deux unités en FSRU (*BW LNG Looks to Convert Two Newly Acquired Vessels into FSRUs*, s. d.).

BW LNG a déclaré que les deux navires jumeaux offrent une excellente polyvalence et de solides capacités pour le transport commercial, tout en présentant un potentiel de conversion en FSRU à l'avenir. (*BW LNG Looks to Convert Two Newly Acquired Vessels into FSRUs*, s. d.).

Une évaluation complète de l'état du navire avant conversion doit être réalisée au moyen d'une inspection de l'état général (*Condition Assessment Survey* en anglais). Cette inspection doit couvrir la structure de la coque, les équipements et machines de cargaison, la propulsion si elle est conservée à bord, le système de confinement de la cargaison, ainsi que les systèmes de passerelle et de navigation.

L'inspection de l'état général repose sur plusieurs critères d'évaluation, tels que l'examen visuel, l'état des revêtements, les mesures d'épaisseur, les tests de fonctionnement, les analyses d'huile et les mesures de vibrations. Elle est également accompagnée d'une campagne complète de mesures d'épaisseur par ultrasons (UTM) de l'unité, ainsi que d'une analyse structurale et de fatigue visant à identifier les zones sensibles (hot spots) nécessitant une inspection approfondie. (Bureau Veritas, 2018).

Si le FSRU est destiné à être utilisé au-delà de sa durée de vie nominale sur un même site, des études de prolongation de vie, en particulier une évaluation de la fatigue, doivent être réalisées. Ces études doivent être appuyées par une inspection de l'état général de la structure ainsi que par l'examen des dossiers techniques de l'unité. (Bureau Veritas, 2018).

L'historique d'exploitation du navire fait également l'objet d'un examen approfondi (Bureau Veritas, 2019). Plusieurs éléments sont analysés lors de la sélection d'un navire candidat à la conversion, notamment :

- les conditions d'exploitation passées (itinéraires et zones de navigation),
- les conditions de transit,
- les conditions spécifiques du site d'exploitation, le cas échéant.

Lorsque les données sont disponibles, un ratio de dommages cumulés peut être établi à partir de l'historique des routes commerciales, en prenant en compte :

- la durée de vie en fatigue estimée (âge du navire),
- le facteur de navigation (fondé sur les antécédents opérationnels),

- les conditions de chargement rencontrées,
- ainsi que les données statistiques de vagues associées aux itinéraires parcourus.

Ce ratio permet ainsi d'évaluer la résilience structurelle du navire et de juger de la viabilité du projet de conversion à long terme.

6.3 Contraintes techniques

Le Bureau Veritas, société de classification de renommée internationale, a publié en 2018 plusieurs recommandations relatives à la conversion de navires GNL en FSRU. Les FSRU présentent quelques différences par rapport à un navire GNL en termes de conception et de fonctionnement, notamment (Bureau Veritas, 2019):

- Charge environnementale spécifique au site d'exploitation prévu
- Renforcement de la coque et de l'interface coque-plateforme en raison des charges supplémentaires sur la plateforme.
- Effets de sloshing en raison du remplissage partiel
- Ancrage permanent au site d'exploitation prévu
- Impact accru des incendies/explosions sur le pont de traitement et le pont principal en raison d'une fuite de gaz potentielle principalement due à l'ajout de l'unité de regazéification.
- Potentiel d'inspection, de maintenance et de réparation sans besoin de cale sèche.

6.3.1 Renforcements structurels

Comme pour tous les projets impliquant la conversion d'un navire FSRU, un effort important est nécessaire pour évaluer l'aptitude du navire candidat à assurer ce nouveau service.

Au niveau des réservoirs, de nombreux navires GNL sont conçus et construits avec une pression de conception maximale de réservoir de cargaison de 25 kPa. Pour un FSRU, la pression de conception maximale des réservoirs de cargaison ne doit pas dépasser 70 kPa et sont conçues et construites de manière à permettre à la pression dans les réservoirs d'augmenter au-dessus de 25 kPa (Bureau Veritas, 2018).

Il n'est donc pas forcément nécessaire de renforcer les réservoirs afin de supporter une pression de conception supérieure, sachant qu'elle reste en dessous de la limite fixée d'après le Bureau Veritas (70 kPa).

Pour les réservoirs à membrane, l'intégrité des parois de confinement, des tours de pompage et d'autres composants de transfert de GNL devra être évaluée. Améliorer de manière significative la résistance d'un système de confinement à membrane d'un navire sans procéder à un remplacement complet coûteux et long, serait peu probable (Franklin et al., 2010).

Néanmoins, d'après la société de classification DNV, pour une conversion il pourrait être avantageux d'augmenter la pression maximale de vapeur dans les cuves au-delà des 25 kPa habituellement observés pour les méthaniers. L'expérience montre qu'un FSRU peut supporter des pressions allant jusqu'à 40 kPa, voire plus, lorsqu'ils sont positionnés en eaux calmes. (DNV, s. d.)

Les anciens FSRU étaient généralement conçus avec des cuves ayant la même pression nominale que les méthaniers (c'est-à-dire MARVS 250 mbarg). Près de la moitié de la flotte actuelle de FSRU est classée MARVS 250 mbarg, en raison de leur conception ou parce qu'elles sont des conversions. Ces FSRU à pression nominale plus basse sont les plus vulnérables aux conséquences d'un rollover, tandis que les navires classés MARVS 700 mbarg sont suffisamment protégés pour résister à des événements de rollover de forte intensité sans ventilation incontrôlée des vapeurs. (Maksym & David A., 2018).

De nombreux composants de l'équipement de prétraitement du gaz sur un navire sont sensibles aux mouvements, et ont des limites d'accélération, de roulis, ainsi que des limites maximales d'inclinaison et de trim (Franklin et al., 2010). Ces effets peuvent être amplifiés, car l'équipement peut être surélevé au-dessus du pont principal pour s'adapter autour du système de confinement.

La deuxième question importante est l'évaluation des charges dynamiques transmises par l'équipement de traitement à la structure de soutien de la coque (Franklin et al., 2010). L'intention de conception initiale des ponts d'une conversion d'un navire GNL n'était pas de supporter des charges significatives (surtout si on doit ajouter une unité de regazéification).

Le pont était essentiellement un revêtement non structurel des zones entourant le système de confinement, peut-être avec quelques éléments structurels pour le support latéral des sphères dans un système MOSS.

Dans le cadre des conversions de navire GNL, l'état du système de confinement est une préoccupation particulière (Franklin et al., 2010). Le GNL est un liquide difficile à manipuler, et les premiers navires disponibles pour une conversion ont probablement subi une certaine dégradation de leur système de confinement. Il peut y avoir des problèmes structurels dus à la fatigue et à l'utilisation, ou l'efficacité de l'isolation peut s'être détériorée ou n'avoir jamais été très bonne à l'origine.

Dans le cas idéal, la structure de la coque sera en excellent état, aura été bien entretenue et disposera d'une résistance suffisante pour répondre aux exigences structurelles sur toute la durée de vie prévue de l'installation.

Le scénario le plus probable, cependant, est que des remplacements de tôles d'acier seront nécessaires sur la coque afin de prolonger la durée de vie du navire.

Il faudra donc également envisager des modifications sur certaines zones de la coque en fonction du nouvel usage prévu. Les zones pouvant nécessiter des modifications incluent :

- La proue, pour l'ajout d'une tourelle externe.
- La poupe, pour l'ajout d'un joug arrière (dans le cas d'un déchargement en tandem)
- Le renforcement du bordé latéral pour supporter les efforts des défenses dans un amarrage côte à côte
- Le renforcement du bordé latéral et du pont pour accueillir les bras de chargement / déchargement en configuration côte à côte
- La modification et le renforcement des zones de proue et de poupe pour l'installation de chaumards (dans le cas d'un amarrage réparti)
- Le renforcement structurel du pont et les supports de modules pour l'installation du module de traitement sur le pont

En général, les supports pour les accessoires et les équipements doivent être installés au niveau des cloisons longitudinales et transversales ou au niveau des barrots de pont (*deck beams* en anglais) (Bureau Veritas, 2019).

D'autres supports doivent être installés au niveau des éléments primaires de structure de grande dimension. La structure principale peut être localement renforcée au moyen de plaques d'insertion.

Lorsque les supports sont uniquement placés sur des membrures transversales, la structure longitudinale doit être adéquatement renforcée.

6.3.2 Sloshing

De nombreux navires GNL sont construits avec des limites de remplissage dans les réservoirs de cargaison lorsqu'ils sont en conditions de navigation. Cela est fait pour éviter le sloshing due à l'effet de surface libre (*Free Surface Effect* ou FSE en anglais). Les réservoirs sont généralement conçus pour des conditions où le réservoir est soit vide, soit rempli à 98 % afin d'éviter cet effet.

Cependant pour les FSRU, le sloshing contre les remplissages partiels doit être réévalué en tenant compte des conditions du site d'exploitation prévu (Bureau Veritas, 2019). Il faut donc prévoir des solutions pour prendre cela en compte, car les réservoirs du FSRU peuvent être partiellement remplis, étant donné que le GNL est consommé.

La sélection des niveaux de remplissage partiel pertinents est spécifique à chaque projet, en fonction de la spécification du service, de la géométrie des réservoirs, de la taille et de la proportion des dimensions principales du réservoir. Cette spécification des niveaux de remplissage résulte de l'étude des types d'écoulement du liquide qui sont susceptibles de se produire pendant l'exploitation du navire.

Des charges de sloshing plus importantes sont susceptibles de se produire à faible remplissage partiel, vu que le FSRU consomme le GNL en continu. Le comportement du sloshing doit être étudié à chaque niveau de remplissage (ex à 15%H, 20%H, 25%H, 30%H, 40%H, 50%H, 60%H), contrairement à un navire GNL classique où le remplissage est soit pratiquement vide soit de 98%. (Bureau Veritas, 2011).

Si cette étude n'est pas concluante, un renforcement additionnel est nécessaire (Bureau Veritas, 2018).

Cependant au cas par cas avec l'accord de la société de classification, le calcul direct du sloshing (et le renforcement pouvant être nécessaire) n'a pas besoin d'être effectué pour les zones où la hauteur de vague significative correspondant à une période de retour de 100 ans est inférieure à 1,5 m. (Bureau Veritas, 2019).

Une évaluation des dommages par fatigue accumulés en service est également nécessaire, et doit être combinée avec les dommages par fatigue liés au site, afin de garantir que l'unité pourra être utilisée en toute sécurité pendant sa nouvelle durée de vie opérationnelle.

6.3.3 Amarrage et jetée

Deux principaux types de configurations d'amarrage peuvent être envisagés pour un FSRU : soit un amarrage à une jetée fixe, soit une installation proche du rivage avec un ancrage sur tourelle ou en spread mooring (ancrage sur plusieurs lignes).

Dans le cas d'une jetée fixe, cette option est particulièrement adaptée lorsque l'espace côtier à terre pour un terminal est limité et que des emplacements protégés ou partiellement protégés sont disponibles pour construire des jetées.

Le fait de placer le stockage de GNL à bord du navire, ainsi que les équipements de traitement, permet d'éviter les coûts et les délais liés à l'acquisition de grandes surfaces de terrain côtier, souvent surchargées.

Des bras de chargement ou des flexibles standards, installés sur la jetée fixe, sont utilisés pour le transfert de GNL entre le navire de navette et le FSRU. Si le FSRU peut être située dans un port existant et protégé, en utilisant une jetée déjà en place, les coûts et les délais du projet peuvent être considérablement réduits. Cependant, il est plus probable qu'une nouvelle jetée doive être construite, idéalement éloignée d'autres installations, afin de minimiser les risques liés au stockage et au transport du GNL (Franklin et al., 2010).

Si les conditions météorologiques et océaniques locales sont favorables et ne compromettent pas l'amarrage du navire à la jetée, la décision est simple. En revanche, si ces conditions

génèrent des efforts d'amarrage inacceptables ou des mouvements excessifs du navire amarré, des mesures de mitigation doivent être envisagées.

Une solution consiste à construire une digue partielle pour protéger le navire amarré (et tout pétrolier-navette en visite) des pires conditions de mer. Cela augmentera toutefois considérablement le coût total et les délais du projet.

La nouvelle jetée et la digue peuvent être implantées à l'endroit le plus adapté aux besoins du projet, éventuellement un peu plus au large (non reliée à la terre), réduisant ainsi le besoin de dragage et apportant une certaine sécurité supplémentaire pour le terminal (Franklin et al., 2010).

On peut envisager de déplacer le FSRU en mer si les conditions à proximité du rivage dépassent les limites spécifiées. Pour un FSRU, cela entraînerait une interruption de l'approvisionnement en gaz, ce qui pourrait être inacceptable selon les termes du contrat.

L'option de la jetée fixe offre la plus grande flexibilité en matière de configuration du stockage et des équipements de traitement. Le FSRU assurera le stockage du GNL, mais étant amarré à une jetée, une partie des équipements de traitement (qu'il s'agisse de regazéification ou de liquéfaction) peut être installée à terre ou directement sur la jetée, à proximité du navire (Franklin et al., 2010).

Il est également possible de prévoir une barge simple amarrée à la jetée ou le long du navire, pour accueillir les équipements nécessaires. Ces alternatives sont particulièrement utiles dans le cas où le navire proposé à la conversion ne dispose pas de la capacité suffisante pour loger l'ensemble des équipements de traitement requis.

L'option où le FSRU est proche du rivage est adaptée pour une installation de regazéification alimentant un FSRU. Ce type d'installation ne nécessite pas d'infrastructure côtière, ce qui le rend approprié pour des zones moins développées où il n'existe pas de littoral disponible pour une nouvelle installation, ou bien pour des sites où une certaine distance par rapport à la côte procure un niveau supplémentaire de sécurité pour le terminal.

Les faibles profondeurs typiques des zones proches du rivage rendent les ancrages sur plusieurs lignes (*spread mooring* en anglais) ou sur tourelle (*turret mooring* en anglais)

envisageables. Un navire GNL converti peut convenir à l'un ou l'autre système, soit par l'ajout de chaumards et d'équipements d'amarrage, soit par l'installation d'une tourelle montée à l'étrave.

Le choix du mode de transfert de GNL entre le transporteur-navette et le FSRU influencera également la décision sur le système d'amarrage. Les options de transfert de GNL sont les suivantes :

- Transfert côte-à-côte via bras de chargement ou flexibles cryogéniques
- Transfert en tandem via des flexibles cryogéniques aériens suspendus depuis un dispositif de type « yoke » monté à l'arrière.
- Flexibles cryogéniques flottants pour transfert en tandem (en cours de développement)

Pour l'aménagement, un espace supplémentaire peut être nécessaire, notamment si l'on décide d'installer des MLA sur le navire converti. Ce choix dépend du type de projet et des objectifs en matière de rapidité de transfert du cargo car l'utilisation de flexibles cryogéniques rallonge la durée des opérations. Pour les navires candidats déjà limités en espace disponible sur le pont, cela peut devenir un facteur préoccupant.

6.3.4 Sécurité incendie

En raison de l'installation d'un nouveau système de regazéification, une mise à niveau mineure du système de lutte contre l'incendie existant peut s'avérer suffisante en termes de hauteur manométrique et de capacité des pompes, à condition que l'état général des pompes et des tuyauteries soit satisfaisant (Bureau Veritas, 2019). De la même manière, plusieurs mises à niveau de capacité peuvent être envisagées pour la disposition des systèmes de lutte contre l'incendie (hydrants, système water spray et poudre chimique sèche).

Dans le cas où les besoins en eau dépasseraient significativement les capacités du système existant, des vérifications doivent être effectuées afin de déterminer si le système en place peut fonctionner conjointement avec le nouveau, notamment en ce qui concerne la compatibilité des courbes de pompes. Il peut devenir nécessaire d'abandonner les pompes

existantes et d'utiliser le réseau incendie actuel comme extension du nouveau système associé à la regazéification (Bureau Veritas, 2019).

L'agencement de l'unité ou de l'installation de regazéification doit être conçu en tenant dûment compte de la sécurité du personnel, de la prévention des pollutions potentielles, de l'impact environnemental et de la protection de l'unité flottante (Bureau Veritas, 2019).

L'installation doit être aménagée de manière à minimiser le risque d'accident, le risque d'aggravation d'un incident, à protéger les espaces habités des conséquences d'accidents affectant d'autres zones, à garantir l'intégrité du stockage de GNL et à permettre une évacuation sécurisée si nécessaire.

Des dispositions et aménagements adéquats doivent être prévus pour permettre un accès sûr aux équipements de commande, de nettoyage et d'inspection de manière régulière pendant le fonctionnement normal de l'installation de regazéification.

Il doit toujours être possible d'accéder en toute sécurité aux vannes pouvant nécessiter une manipulation en fonctionnement normal. Un éclairage et une ventilation adéquats doivent être prévus lorsque cela est jugé nécessaire.

Les conversions entraînent également une augmentation de la demande en énergie ainsi que des modifications des zones dangereuses. Cela peut nécessiter l'intégration de nouveaux générateurs additionnels aux systèmes existants accompagnée d'exigences d'équipements appropriés (DNV - RULES FOR CLASSIFICATION, 2024).

6.3.5 Entretien et inspection

Les FSRU sont souvent conçus pour rester en position de manière continue pendant toute la durée de vie prévue du projet. Pour les navires anciens convertis, cela peut poser problème, car leur entretien devient plus contraignant avec l'âge (Franklin et al., 2010).

Un problème spécifique aux navires de stockage de GNL réside dans la difficulté d'effectuer des opérations de maintenance et de réparation in situ sur les systèmes de confinement, en particulier pour les navires GNL à membranes.

Mettre un réservoir de GNL à température ambiante et en atmosphère neutre afin d'y permettre l'accès est une opération complexe et chronophage. De même, le ramener ensuite à des températures cryogéniques demande beaucoup de temps et une capacité de refroidissement importante, que le FSRU ne possède pas en l'absence d'un système de liquéfaction du GNL (du moins pas nécessairement).

Les navires GNL doivent être mis en cale sèche tous les 5 ans, ce qui peut ne pas être compatible avec le mode de fonctionnement d'un FSRU opérant de manière prolongée sur un site unique. Si le FSRU est munie d'une propulsion, celui-ci doit respecter les mêmes réglementations.

Afin d'envisager la possibilité d'une inspection sur site sans passage en cale sèche, l'unité doit être adaptée aux contraintes spécifiques du site, de manière à garantir un niveau de sécurité équivalent à celui d'une inspection classique en cale sèche.

Bien que ce problème soit également présent pour les FSRU « neuf », celles-ci auront été conçues en tenant compte de cette contrainte, ce qui n'est pas le cas des méthaniers convertis.

Si le FSRU est destiné à être autopropulsée, l'ensemble des systèmes marins (tels que la propulsion, le système de direction, les équipements de navigation, les radiocommunications) doit être maintenu en état de fonctionnement pendant et après la conversion, comme pour un navire en exploitation. Ces systèmes doivent satisfaire à toutes les exigences de l'administration du pavillon du navire ainsi qu'aux réglementations internationales relatives à la sécurité de l'exploitation.

Si la visibilité depuis la passerelle de navigation d'un FSRU est altérée lors de la conversion, des solutions alternatives doivent être mises en place, telles qu'un système de vidéosurveillance (CCTV) ou un poste de veille permanent situé à la proue de l'unité, afin de compenser ce manque de visibilité (Bureau Veritas, 2019). Dans tous les cas, une procédure de veille doit être établie pour garantir une navigation en toute sécurité comme pour n'importe quel navire en service.

7 ENTRETIEN AVEC M FRESON, CAPITAINE DE FSRU

Cette section propose une analyse approfondie de l'entretien réalisé avec un professionnel du transport maritime de GNL, M. Geert Freson, capitaine de FSRU ayant participé à un projet de conversion de navire en FSRU. Son retour d'expérience opérationnel constitue un apport précieux venant compléter les travaux de ce mémoire.

L'objectif est d'obtenir un retour d'expérience opérationnel sur le processus de conversion et les contraintes spécifiques aux FSRU, afin d'évaluer la pertinence et la validité des études académiques et théoriques menées sur le sujet. Les éléments abordés ont été exposés de manière détaillée dans la section précédente.

L'intégralité de l'entretien de M Freson , a été retranscrite et est disponible en annexe C.

7.1 Méthodologie

La méthodologie adoptée s'inscrit dans une démarche de recherche qualitative, axée sur des entretiens avec des spécialistes. Si la thématique de la conversion des navires en FSRU a été largement abordée sous un angle théorique, comme évoqué précédemment, les retours d'expérience opérationnels restent rares.

Afin de combler cette lacune, plusieurs professionnels ont été sollicités pour participer à cette enquête, avec une attention particulière portée à la sélection de profils orientés vers les aspects techniques et opérationnels, plutôt que commerciaux — ces derniers étant déjà largement traités dans la littérature existante.

Bien que les considérations commerciales soient indéniablement importantes dans le cadre d'un projet de conversion, elles sont souvent mises en avant de manière excessive, parfois au détriment d'une évaluation réaliste des enjeux techniques.

Le discours dominant tend à valoriser les conversions comme des solutions économiques et innovantes, tout en minimisant les contraintes opérationnelles réelles. C'est dans cette optique que l'entretien a été conduit avec un acteur de terrain, le capitaine Freson, qui a accepté de partager son expérience.

Afin de répondre à la question de recherche de ce mémoire, les questions ont été formulées de manière à cibler un thème précis, tout en laissant la discussion suffisamment ouverte. La liste complète des questions posées lors de l'entretien est disponible en annexe D.

Cette approche visait à éviter de restreindre l'échange à des éléments déjà identifiés au cours de mes recherches préalables, et ainsi permettre l'émergence d'informations nouvelles, apportant une réelle valeur ajoutée.

Les questions principales ont été abordées dès le début de l'entretien, dans un souci d'efficacité en cas de contrainte de temps. Elles ont été organisées de manière hiérarchique, de la plus essentielle à la moins prioritaire. Toutes les questions sont directement liées à la problématique de recherche, puisqu'elles ont émergé naturellement au fil de la rédaction de ce mémoire.

Selon mon interlocuteur, les questions étaient particulièrement pertinentes et allaient au cœur du sujet, un aspect qu'il a souligné et apprécié.

Après retranscription de l'entretien, la méthode de codage utilisée est le codage ouvert, sans plan prédéfini, étant donné qu'un seul entretien a été réalisé.

7.2 Analyse des points clés discutés

Cette section aborde plusieurs points soulevés lors de l'entretien, qui diffèrent des contraintes mentionnées précédemment.

7.2.1 Mise à niveau des systèmes d'automatisation

L'un des principaux enjeux évoqués lors de cet entretien concerne l'adaptation des systèmes d'automatisation et l'interfaçage entre les équipements existants et les nouvelles installations prévues dans le cadre du projet.

Il s'agit d'une contrainte souvent sous-estimée dans les discussions sur les conversions de navires, alors qu'elle peut rapidement générer des coûts importants.

Adapter un navire ancien implique de faire cohabiter des systèmes obsolètes avec des technologies récentes, aux logiques et protocoles souvent très différents. Cela nécessite une refonte complète de l'architecture d'automatisation, afin d'assurer une intégration cohérente et sécurisée de l'ensemble des composants.

La conversion en FSRU implique des systèmes différents pour la détection de gaz, les capteurs, les systèmes de gestion et d'arrêt d'urgence (ESD). Ces éléments nécessitent une montée en gamme importante. Il peut être nécessaire d'ajouter des moyens supplémentaires pour gérer le BOG, ce qui affecte l'intérieur même du navire.

Lors de la conversion, il est recommandé d'intégrer les dernières technologies d'automatisation pour que tout soit géré via une seule architecture unifiée. Cela inclut des changements de philosophie technique, comme le passage à des configurations décentralisées ou des modifications des supports de communication (fibre optique vs fil de cuivre).

Le résultat final risque de devenir un système hybride complexe (un « Frankenstein » multigénérationnel comme précise l'intervenant), difficile à maintenir surtout lors de pannes, car il nécessite de maîtriser plusieurs technologies.

Ces complications sont souvent négligées jusqu'à ce que le navire soit déjà acheté et au chantier naval. À ce moment-là, des coûts inattendus apparaissent (inflation, marges oubliées, etc.), et le budget est souvent épuisé avant même de pouvoir moderniser la partie informatique.

Lors de la transformation d'un ancien navire, il est facile d'ignorer des règles de sécurité ou des codes réglementaires bien respectés dans la conception initiale. Cela peut entraîner des problèmes de conformité légale ou de sécurité.

L'équipe doit comprendre à fond les systèmes existants pour éviter d'enlever ou de modifier des éléments critiques (capteurs, vannes, interverrouillages), dont l'utilité peut être multiple et pas toujours documentée.

Une construction depuis la quille, donc FSRU neuf « purpose build » permet de maîtriser tous ces paramètres dès le départ. Mais en pratique, ce sont le budget, le temps disponible en chantier et les navires existants disponibles qui décident – pas la qualité technique optimale.

7.2.2 Systèmes de production et de distribution d'azote

L'un des défis majeurs souvent sous-estimés dans les projets de conversion en FSRU concerne l'approvisionnement en azote. À l'origine, les systèmes d'azote des navires GNL ont été dimensionnés principalement pour répondre aux besoins de sécurité : purge des équipements, pressurisation des inter barrières et secondaires des réservoirs.

En revanche, ces capacités sont rarement adaptées aux exigences spécifiques liées à la regazéification du GNL.

Ce point peut pourtant s'avérer déterminant pour garantir l'autonomie opérationnelle du FSRU. En effet, contrairement au pétrole, le GNL ne peut pas être stocké indéfiniment sans altération de ses propriétés. Avec le temps, même en l'absence de soutirage, la température du GNL augmente progressivement en raison du BOG, entraînant une augmentation des vapeurs.

Si la vapeur reste confinée, elle entraîne progressivement une altération de la composition du gaz, avec une diminution de la teneur en méthane (le composant principal et souhaité), au profit d'hydrocarbures plus lourds comme le propane ou l'éthane, ce qui augmente le pouvoir calorifique du gaz. À terme, le GNL devient « trop riche » pour être injecté dans le réseau sans traitement préalable.

C'est pourquoi, comme le souligne l'intervenant, une capacité suffisante en azote devient indispensable, notamment pour diluer le gaz et en ramener la teneur énergétique dans les seuils réglementaires. Ce besoin de "ballastage" en azote est bien connu des opérateurs terrestres, qui évitent de conserver du GNL d'une saison à l'autre pour cette même raison.

Selon l'intervenant, le stockage trop prolongé du GNL non consommé peut altérer significativement sa composition ainsi que sa valeur calorifique. Le BOG fait qu'à partir d'un certain moment le mélange gazeux se retrouve appauvri en méthane, mais enrichi en

propane, éthane et autres composants. Le gaz devient alors trop riche pour être injecté dans le réseau standard.

Lors des conversions des navires en FSRU, ce point est souvent négligé, alors qu'un redimensionnement des systèmes d'azote, bien que représentant un coût, reste relativement limité comparé aux autres investissements.

Il constitue pourtant un levier important pour assurer la conformité réglementaire, la fiabilité opérationnelle et la flexibilité du système de regazéification.

7.2.3 Rollover

Selon l'intervenant, le rollover, bien qu'existant, est largement surestimé dans la littérature spécialisée. En réalité, il s'agit d'un problème maîtrisable. En effet depuis 10 ans, il n'existe que deux cas documentés où le rollover a posé un vrai problème de sécurité, et même là, les conséquences étaient limitées.

Ce type de prévention est moins évident dans les réservoirs terrestres, qui, par définition, sont statiques et donc moins sujets à un mélange naturel du GNL.

Selon l'intervenant, il est possible d'installer des capteurs de température verticaux dans les cuves pour détecter des couches de GNL à différentes températures (et donc différentes compositions), mais cela reste purement informatif.

La recirculation du GNL par pompage interne permet de brasser naturellement le liquide, homogénéisant ainsi sa composition et éliminant le risque de rollover. Ce procédé engendre cependant une perte thermique, mais celle-ci reste toutefois négligeable.

La gestion du remplissage joue également un rôle essentiel. En pratique, les exploitants ne remplissent jamais des cuves à moitié pleines. Il est recommandé de remplir un réservoir vide, après avoir transféré son contenu résiduel vers un autre réservoir, plutôt que de le remplir à moitié.

Les exploitants préfèrent transférer intégralement le reste de GNL d'un réservoir vers un autre avant d'y introduire une nouvelle cargaison, garantissant ainsi une gestion sûre et optimisée des opérations. Cette méthode constitue une procédure simple et efficace pour prévenir le

rollover. En appliquant rigoureusement les bonnes pratiques, le *rollover* devient donc un phénomène marginal dans les opérations courantes.

7.2.4 Contraintes météorologiques et géographiques

Les conditions météorologiques sont souvent perçues comme un problème plus important qu'elles ne le sont réellement. Le navire est déjà conçu pour résister à des conditions maritimes particulières, l'enjeu ne réside donc pas dans sa survie. En revanche, les véritables contraintes apparaissent lors des opérations STS, où les mouvements excessifs des navires peuvent rendre les manœuvres complexes et risquées.

Les contraintes liées à la météo et à la localisation sont généralement moins problématiques sur le plan technique. Le véritable enjeu est souvent d'ordre politique : il existe une volonté de ne pas installer les FSRU trop près des côtes, ce qui relève de la logique du "Not In My Backyard" (NIMBY). Or, cela entraîne des complexités opérationnelles supplémentaires, notamment en termes d'infrastructure et de logistique.

Les décideurs politiques ont tendance à vouloir positionner les FSRU le plus loin possible des côtes pour des raisons d'acceptabilité sociale ou environnementale. Cependant, plus le FSRU est éloigné, plus les coûts des infrastructures sous-marines (canalisations, systèmes d'amarrage, etc.) augmentent.

La véritable limite n'est pas le FSRU elle-même, mais les conditions dans lesquelles se déroulent les opérations STS. Si le site est exposé à des conditions météorologiques extrêmes (par exemple une mousson dans un cas extrême) ou à de fortes marées dans un port à marée, cela complique fortement les opérations STS.

Le temps disponible pour effectuer les transferts, combiné à la capacité de stockage et au volume annuel à traiter, détermine la marge de manœuvre opérationnelle. Dans certaines zones du monde, cela peut devenir une limitation, mais ce n'est pas un défi majeur dans la plupart des projets.

7.3 Examen des conclusions tirées de l'entretien

L'entretien a permis d'obtenir des informations inédites, non mentionnées dans les publications consultées, ce qui a constitué une réelle valeur ajoutée. De manière générale, les réponses obtenues ont divergé des problématiques soulevées initialement, offrant ainsi un nouveau point de vue.

Les lectures issues de la littérature technique mettaient en avant certains enjeux considérés comme majeurs, comme le *rollover* ou les conditions météorologiques. Cependant, selon l'intervenant, ces éléments ne sont pas aussi déterminants qu'ils le laissent penser.

La technologie utilisée pour la gestion du GNL (notamment les échangeurs de chaleurs, compresseurs et systèmes de recondensation et regazéification) est globalement bien maîtrisée. Des pistes d'amélioration subsistent toutefois, principalement en matière d'optimisation des performances et de l'efficacité énergétique.

Il apparaît ainsi que, malgré l'importance accordée à l'approche théorique, la réalité pratique s'avère sensiblement différente de ce qui était initialement anticipé.

D'autres aspects restent néanmoins peu ou pas abordés, tels que l'interfaçage et la mise en relation entre les anciens et les nouveaux systèmes d'automatisation lors de la conversion, essentiel au bon fonctionnement du FSRU.

De même, l'adaptation à l'échelle des systèmes d'injection d'azote, tant pour la sécurité des équipements que pour le ballastage du gaz en cas de composition trop riche, constitue un enjeu technique encore insuffisamment exploré.

Il serait donc pertinent de détailler et d'étudier ces points spécifiques dans une étude complémentaire portant sur le rétrofit de l'automatisation, ainsi que sur la manière de concevoir les navires dès leur construction afin de faciliter l'interfaçage des systèmes et, par conséquent, réduire les coûts.

Un seul intervenant a pu être interrogé dans le cadre de cette étude, bien qu'il aurait été souhaitable de recueillir plusieurs points de vue, issus de corps de métiers variés tels que des ingénieurs, techniciens ou inspecteurs. Il demeure toutefois difficile d'identifier des

professionnels à la fois disponibles et disposés à partager leur expérience, en raison notamment des contraintes liées au secret industriel entourant ce type de projets.

Par ailleurs, aucun biais de désirabilité sociale n'a été constaté lors de l'entretien. D'une part, l'échange s'est déroulé en visioconférence uniquement en audio ce qui limite l'influence des interactions non verbales.

D'autre part, la discussion portait principalement sur des aspects techniques et factuels, réduisant ainsi l'intérêt pour l'intervenant de se présenter sous un jour valorisant.

Il convient de rappeler que les éléments présentés reposent sur le point de vue éclairé d'un professionnel, fondé sur son retour d'expérience.

Bien que particulièrement intéressant, cet apport ne constitue pas une étude technique approfondie incluant des analyses chiffrées ou des simulations détaillées. Il serait donc pertinent de poursuivre l'étude, notamment sur l'adaptation des systèmes d'automatisations lors de la conversion des navires en FSRU.

Par ailleurs, il serait judicieux de recueillir les témoignages d'autres experts, notamment dans les domaines de l'automatisation et des systèmes informatiques, qui apparaissent comme des dimensions souvent sous-estimées dans ce type de projet, tant en termes de coûts que de contraintes opérationnelles.

À la date de rédaction du présent travail, le nombre de répondants ayant accepté de participer aux entretiens demeure limité, malgré de nombreuses sollicitations. Plusieurs facteurs peuvent expliquer cette faible participation : un manque de disponibilité des interlocuteurs, le caractère hautement spécialisé du domaine étudié, un désintérêt manifeste pour la recherche ou encore l'absence de réponse de certains contacts, malgré des relances répétées.

Enfin, certaines informations n'ont pas pu être obtenues en raison de leur caractère confidentiel, relevant du secret industriel.

8 PERTINENCE DU MODELE FSRU

Comme évoqué dans les sections précédentes, la conversion d'un FSRU représente une solution économiquement intéressante, bien que non dénuée de contraintes. La technologie est globalement maîtrisée, mais certains défis techniques et opérationnels persistent.

Le recours aux FSRU constitue une alternative pertinente pour fournir du GNL à moindre coût à de nombreux pays disposant d'un accès maritime. La conversion de navires existants permettrait par ailleurs de prolonger leur durée de vie, bien que ce processus soit complexe et ne puisse être envisagé sans précautions.

Afin d'évaluer la pertinence de la conversion de navires GNL en FSRU à l'échelle global, il est indispensable de replacer ce modèle dans son contexte de déploiement. Cette partie propose donc d'analyser plusieurs facteurs clés influençant le développement des unités FSRU — qu'elles soient neuves ou issues de conversions. Il s'agit notamment de la disponibilité actuelle du GNL, de l'évolution de la demande mondiale, du dimensionnement croissant des navires, ainsi que des incertitudes techniques et économiques entourant ce modèle. Ces éléments permettent d'apprécier les enjeux concrets et les limites du modèle FSRU dans un cadre global.

8.1 Disponibilité du GNL

Les différents moyens de production du GNL ont été présentés en partie 2. A l'heure actuelle il est principalement issu d'extraction fossile. Cependant il existe encore plusieurs gisements non exploités pouvant encore être utilisés. De plus les hydrates de méthanes qui sont une source très importante non exploités pour les raisons citées précédemment.

Bien que cette source reste actuellement non exploitée, notamment en raison des obstacles techniques et environnementaux évoqués précédemment, elle suscite un intérêt croissant dans le cadre des perspectives énergétiques futures.

D'après cette étude (Piñero et al., 2013) , le volume sédimentaire global de la zone de stabilité des hydrates de gaz où le méthane peut être piégé, au niveau des marges continentales (donc près des côtes), est estimé entre 60 et $67 \times 10^{15} \text{ m}^3$, avec un volume total de pores disponible pour l'accumulation d'hydrates de gaz de $7 \times 10^{15} \text{ m}^3$ ce qui fait 7 000 tétra mètre cube de méthane. Il ne s'agit que d'une estimation, et le volume réel pourrait s'avérer nettement supérieur.

Il existe également de nombreux gisements de gaz schiste notamment encore inexploités, principalement pour des raisons politiques et environnementales. Néanmoins, des avancées technologiques en matière de techniques d'extraction plus sûres et moins polluantes pourraient, à terme, permettre d'envisager leur exploitation.

Concernant les autres alternatives, la méthanisation produit des volumes de gaz trop faibles pour répondre à une demande à grande échelle et reste essentiellement limitée à un usage local, sans possibilité de transport en GNL.

De son côté, la méthanation se heurte à une forte consommation énergétique, notamment pour la production d'hydrogène et l'utilisation de catalyseurs. À ce jour, la production d'hydrogène n'est pas encore suffisamment rentable pour permettre son intégration dans une chaîne de transport du GNL.

Dans ce contexte, l'abondance potentielle de gaz disponible à moyen et long terme tend à confirmer la pertinence d'investir dans le développement de FSRU. Les données actuelles permettent ainsi d'affirmer qu'un déficit de gaz naturel ne semble pas à craindre dans un avenir proche.

8.2 Croissance de la demande en GNL

Comme exposé en partie 1, le gaz naturel présente un fort potentiel énergétique, combinant une haute capacité calorifique à des émissions de gaz de CO_2 plus réduites par rapport à d'autres combustibles fossiles tel que le pétrole et le charbon. L'énergie qu'il délivre est utilisée dans plusieurs secteurs, principalement pour le chauffage, la production d'électricité, suivie par les usages industriels.

Selon les prévisions de la société Shell (SHELL, 2025), la demande mondiale en GNL devrait fortement croître vers 2040 surtout en Asie et Asie du Sud Est d’après la figure ci-dessous :

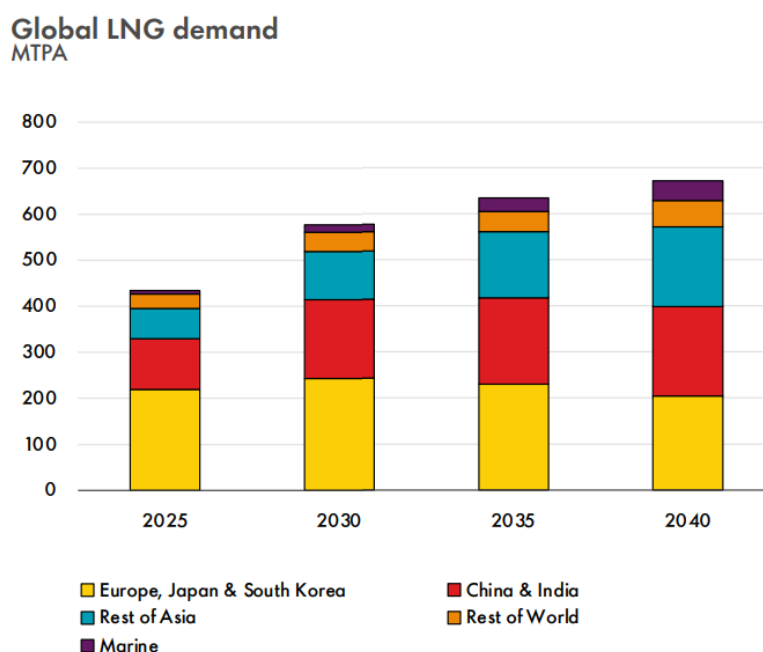


Figure 8.1 : Demande globale de GNL

Source : (SHELL, 2025)

La taille du marché mondial des FSRU devrait croître sur la période 2024–2028, principalement en raison de la compétitivité économique de ces unités, de la nécessité de stabiliser les prix du pétrole, ainsi que de l’essor du GNL comme moyen de diversifier le mix énergétique avec des sources à faible teneur en carbone et de renforcer la sécurité énergétique, selon un rapport de la société américaine d’études de marché Technavio. (Nikše, 2024).

D’après les données de l’Agence Internationale de l’Énergie (AIE), le coût de construction d’une FSRU avec toutes les installations nécessaires est inférieur de 40 à 50 % à celui d’une installation de GNL à terre. Cet avantage concurrentiel, combiné à l’adoption croissante de combustibles propres, devrait stimuler la croissance du marché au cours de la période de prévision (Nikše, 2024).

L’agence prévoit que le gaz naturel représentera plus de 25 % de la demande énergétique mondiale d’ici 2040, avec un taux de croissance annuel de 1,6 %. Par conséquent, cette tendance devrait favoriser l’expansion du marché des FSRU, ces unités étant considérées comme essentielles pour l’importation de gaz naturel dans les régions dépourvues de réseaux

de gazoducs. Leur capacité à augmenter le volume de stockage constitue également un atout pour surmonter les contraintes d'espace du secteur (Nikše, 2024).

Dans ce contexte, il peut paraître opportun d'investir dans un FSRU afin de répondre à cette demande croissante.

8.3 Contribution énergétique d'un FSRU

Une analyse de l'énergie fournie par un FSRU « standard » montre que, dans le meilleur des cas, une unité capable de regazéifier 1,0 milliard de pieds cubes standards par jour (unité *Billion Standard Cubic Feet per day* – bscf/d en anglais soit 1 bscf/d) nécessitera environ 48 000 m³ de GNL par jour. Pour un navire avec une capacité de cargaison de 260 000 m³ (qui est la capacité du FSRU le plus volumineux à l'heure actuelle), la fréquence d'accostage sera d'environ une livraison tous les 5 jours (Ho, 2008).

Cependant, si l'on utilise un navire d'une capacité de 165 000-170 000 m³, une livraison de GNL sera nécessaire environ tous les 3,5 jours.(Ho, 2008).

Il convient de noter que cette estimation reste très théorique et optimiste, car dans la pratique, il est déjà difficile d'atteindre un débit de 1 bscf/jour. Le rendement réel se situe plutôt autour de 0,8 bscf/jour. Néanmoins, la valeur de 1 bscf/jour sera conservée pour la suite des calculs d'estimations.

Pour un débit théorique de regazéification de 1 bscf/jour, l'énergie contenue dans le gaz peut être estimée à partir des facteurs de conversion standards, comme ceux fournis par le gouvernement canadien (*Energy conversion tables - Canada.ca*, s. d.)

Il est important de rappeler que ces valeurs sont moyennes, car l'énergie contenue dans le gaz naturel dépend de sa composition précise et de son PCS, comme expliqué en partie 1.

Selon les tables de conversion, 1 scf de gaz naturel $\approx 1 \times 10^{-3}$ MMBTU. Donc, pour 1 milliard de scf :

$$1 \times 10^{-3} \times 1 \times 10^9 = 1 \times 10^6 \text{ MMBTU/jour}$$

Toujours selon les équivalences standards :

$$1 \text{ GWh} = 3412 \text{ MMBTU} \quad \frac{1 \times 10^6}{3412} \approx 293 \text{ GWh/jour}$$

À titre d'exemple, la France, considérée comme un pays développé selon les critères de l'OCDE, a enregistré une consommation électrique annuelle de 449,2 TWh en 2024, soit environ 1,23 TWh/jour, selon les données publiées par Electricité De France (EDF) (*La consommation d'électricité en chiffres | Comprendre l'énergie | EDF*, 2025)

Par une règle de trois, et en considérant que la consommation quotidienne de la France s'élève à 1,23 TWh (représentant 100 % de ses besoins), un FSRU d'une capacité de 170 000 m³ permettrait de couvrir environ 23 % de la consommation nationale pendant une période de 3,5 jours

Prenons un autre exemple avec les Philippines en Asie du Sud Est : en 2023, leur consommation annuelle d'électricité était d'environ 118 TWh d'après le CEIC (*Philippines Electricity Consumption | Economic Indicators | CEIC*, s. d.) soit environ :

$$\frac{118\,000 \text{ GWh}}{365 \text{ jours}} \approx 323 \text{ GWh/jour}$$

Dans ce cas, en prenant une consommation de référence de 323 GWh par jour représentant 100 % des besoins en énergie, un FSRU d'une capacité de 170 000 m³ équivaldrait à environ 90 % de la consommation totale sur une période de 3,5 jours.

A partir de ces deux exemples, on remarque que la proportion de la consommation totale représente une contribution significative, susceptible de constituer une marge de sécurité suffisante.

Elle pourrait ainsi soutenir un pays déjà doté d'infrastructures énergétiques solides, compenser un déficit énergétique saisonnier, ou encore offrir un délai nécessaire au développement d'autres sources d'énergie.

Cela permettrait, in fine, de réduire la dépendance aux autres énergies fossiles (comme le charbon ou le pétrole), tout en diminuant de manière substantielle les émissions de CO₂.

8.4 Répartition géographique des FSRU

On dénombre actuellement 42 unités FSRU en service dans le monde. L'International Gas Union (IGU) a référencé les FSRU actifs dans l'annexe 2 de son rapport annuel WORLD LNG REPORT de 2024 (International Gas Union, 2024).

Parmi ces FSRU, il est difficile de connaître précisément combien sont issues de conversions, les entreprises opérant dans ce secteur communiquant peu à ce sujet, notamment pour des raisons de concurrence.

La répartition des FSRU actuels est représenté sur cette carte issue du Global Energy Monitor -Global Gas Infrastructure Tracker. La publication la plus récente de ces données concernant les FSRU date de septembre 2024 (« Tracker Map », s. d.)

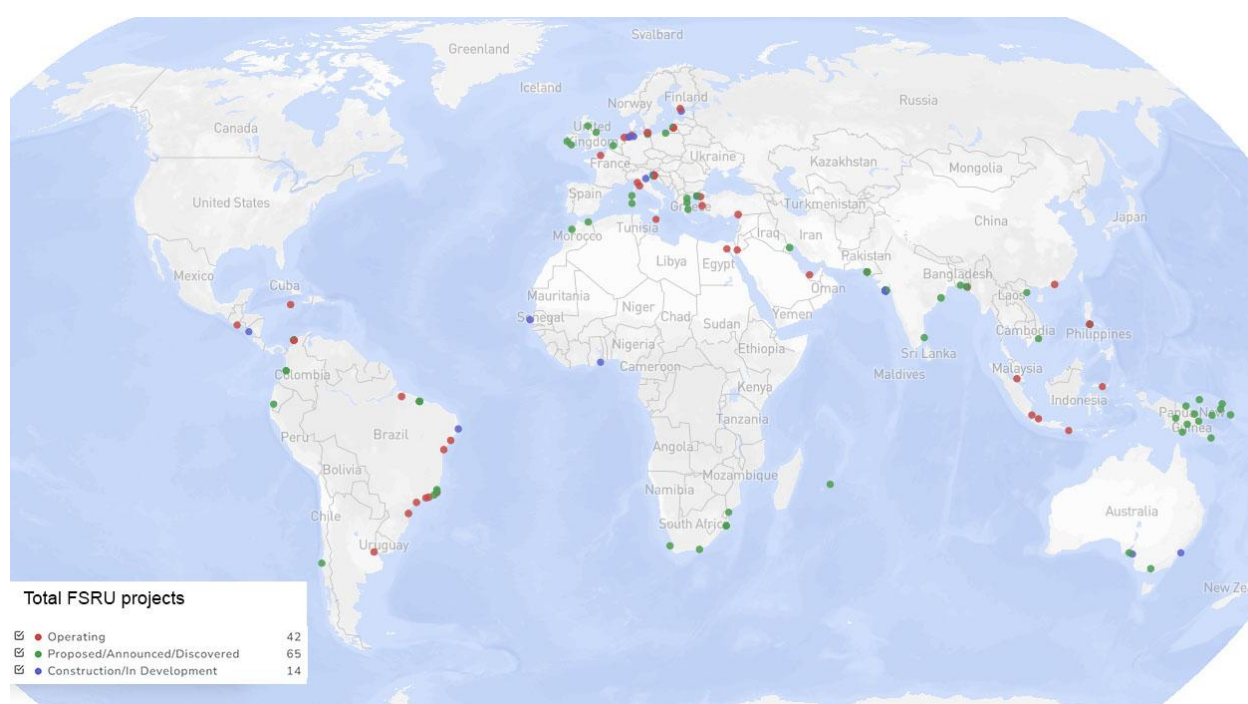


Figure 8.2 : Répartition géographique des FSRU en 2024

Source : modifié de (« Tracker Map », s. d.)

De nouveaux projets de FSRU (indiqués en vert) sont actuellement proposés en Europe, en grande partie en réponse à la guerre en Ukraine, qui a poussé ces pays à renforcer leur sécurité d'approvisionnement en gaz.

La répartition géographique de ces projets est toutefois inégale : on observe un nombre important de propositions en Europe et en Amérique latine, tandis qu'en Afrique centrale, les initiatives restent quasi inexistantes.

Par ailleurs, plusieurs projets récents ont également été annoncés en Australie, tandis que de nombreux FSRU sont en cours de construction en Inde.

Le nombre important en Papouasie-Nouvelle-Guinée correspond au « PAWA PNG project ». Ce projet est spécifique et est mené par la société Twenty20 Energy. (*Twenty20 Energy to Build First-of-Its-Kind "Power Island" FSRP in Papua New Guinea*, s. d.)

Il se compose de trois éléments, tous soutenus par une solution logistique complète pour le ravitaillement en GNL (*Twenty20 Energy to Build First-of-Its-Kind "Power Island" FSRP in Papua New Guinea*, s. d.):

- Des barges électriques FSRP, qui intègrent des groupes électrogènes et des équipements de regazéification ; c'est là que se déroule la production d'électricité à partir de turbines à gaz et de la valorisation de l'énergie résiduelle ;
- Des barges de carburant, équipées de réservoirs de stockage de GNL alimentant les turbines à gaz, avec une capacité de 30 jours d'approvisionnement en GNL, constituant ainsi une solution de ravitaillement déportée ;
- Des quais flottants, permettant l'amarrage des barges sur chacun des 12 sites, avec un impact minimal sur l'environnement local

Comme évoqué en partie 6 et 7, l'installation d'un FSRU nécessite des infrastructures portuaires minimales, ainsi qu'un raccordement au réseau de gaz. Les limitations d'espace, tant onshore qu'offshore, réduisent les possibilités d'implantation, même si certaines solutions (comme les raccordements par pipeline) existent. Leur mise en œuvre nécessite toutefois des investissements lourds, en particulier dans les pays dépourvus d'infrastructures de base.

De plus, la technologie offshore elle-même engendre des externalités : recours à l'eau de mer pour la regazéification, émissions liées au dégazage volontaire ou accidentel, et utilisation de produits chimiques à bord pour diverses opérations.

Le déploiement de FSRU, associé à une hausse de la consommation mondiale de GNL, impliquera nécessairement une augmentation significative de la demande en transport maritime de GNL.

Cela nécessitera la construction de nouveaux navires, de plus grande taille et dotés de meilleures performances, pour répondre aux besoins croissants en matière d'acheminement et de logistique.

Cependant, cette dynamique ne sera pas sans conséquence sur l'environnement global. L'augmentation du nombre de FSRU et de navires GNL en mer aura un impact logistique (saturation du trafic maritime) et environnemental, notamment sur les écosystèmes marins (réduction des zones naturelles, perturbations sonores et physiques).

8.5 Incertitudes du modèle FSRU

La tendance actuelle du marché est partagée entre la conversion de navires existants et la construction de FSRU conçus spécifiquement à cet effet. D'un point de vue économique, la conversion reste une option plus abordable à court terme.

Toutefois, sur le long terme, les unités « purpose-built » offrent davantage d'avantages en termes de performance, de fiabilité et de flexibilité opérationnelle, notamment grâce à une conception optimisée dès l'origine. À l'inverse, les FSRU convertis peuvent être limités par les contraintes techniques évoquées précédemment en partie 6 et 7.

Plusieurs projets de conversion ont échoué ou ont vu leurs coûts exploser, principalement en raison d'une mauvaise estimation des dépenses liées à la regazéification. Ce type d'imprévu renforce encore l'intérêt d'un investissement initial dans un FSRU « purpose-built », plus prévisible et mieux adaptée aux exigences du marché.

Les projets de FSRU les plus performants présentent généralement plusieurs facteurs de succès : un promoteur solide, un acheteur fiable, des besoins d'infrastructures limités, et une implantation dans un pays offrant un environnement d'affaires favorable. À ce titre, le terminal FSRU porté par Uniper et MOL dans le port de Wilhelmshaven constitue un exemple particulièrement robuste (*Which FLNG and FSRU Projects Are Likely To Clear the Investment Hurdle?* - IMA, s. d.).

Malgré la concurrence du gazoduc, ce projet bénéficie de l'appui de deux acteurs de premier plan, requiert peu d'aménagements d'infrastructure, et s'inscrit dans un contexte national, celui de l'Allemagne, où les conditions pour faire des affaires sont propices. Par ailleurs, le développement du soutage de GNL en Europe du Nord renforce encore sa pertinence, tout comme la nécessité croissante pour l'Allemagne de diversifier ses sources d'approvisionnement en gaz afin d'assurer sa sécurité énergétique.

À l'inverse, de nombreux projets plus fragiles se heurtent à plusieurs défis : une dépendance à des sources de gaz alternatives, parfois en cours de développement offshore, des difficultés financières liées à la faiblesse du promoteur ou de l'acheteur, ainsi que des besoins significatifs en infrastructures pour permettre l'exploitation du terminal.

Le principal obstacle à la conversion reste donc l'accès au financement, en particulier dans les pays en développement ou instables, où ce facteur représente un frein majeur. Dans les pays développés, cet enjeu est moindre, car les infrastructures électriques sont généralement déjà en place ; le FSRU y est alors perçu davantage comme un dispositif de soutien.

En revanche, dans un pays en développement, le FSRU constitue souvent un apport structurant, permettant de pallier l'absence ou l'insuffisance de production électrique existante ce qui est une différence de fond notable.

Un autre facteur en faveur des FSRU « purpose-built » est leur statut : ils appartiennent généralement à des compagnies maritimes privées plutôt qu'à des États. Cela confère une flexibilité stratégique précieuse, en particulier dans les régions soumises à une forte instabilité politique.

Dans ce type de contexte, les projets de GNL sont particulièrement exposés aux risques liés aux changements de régime, à des décisions souveraines imprévisibles, et à des financements non honorés. Le modèle du FSRU mobile, indépendant et autonome permet alors un retrait rapide du site sans pertes financières majeures, puisqu'il ne requiert qu'un simple raccordement au réseau gazier local.

En partant du principe que chaque pays tend à maximiser son développement, comme en témoignent les croissances rapides observées ces dernières années en Asie du Sud-Est par

exemple, la disponibilité croissante du GNL à des prix abordables pourrait fortement accélérer cette dynamique. En effet, la croissance économique est étroitement liée au coût et à l'accessibilité de l'énergie.

Dans ce contexte, le déploiement de FSRU constitue une solution intermédiaire pertinente, notamment sur un horizon de 15 à 20 ans. Toutefois, ces infrastructures restent limitées en capacité et ne pourront répondre durablement à une demande énergétique en forte progression.

Il convient également de souligner que le marché du GNL est particulièrement volatil. En fonction des tendances, une hausse marquée des prix pourrait freiner la demande, avec des répercussions directes sur l'utilisation et la rentabilité des FSRU (*LNG Market Volatility Clouds Venture Global Forecasts*, s. d.).

CONCLUSION

Cette étude s'est attachée à répondre à la question suivante :

« Dans quelle mesure la conversion de navires GNL en FSRU constitue-t-elle une solution pertinente d'un point de vue technique, économique et environnemental, et quels sont les enjeux associés à leur déploiement à l'échelle mondiale ? »

D'un point de vue purement technique, la solution FSRU apparaît tout à fait viable. La technologie est désormais bien maîtrisée, avec plus d'une décennie de retour d'expérience, et les efforts d'optimisation, notamment pour limiter les pertes liées au BOG, continuent de porter leurs fruits. Le recours à un FSRU permet également un accès relativement rapide et à moindre coût au GNL, ce qui en fait une option attractive pour certaines situations.

Sur le plan économique, la pertinence dépend fortement du contexte du projet. La reconversion d'un navire LNG en FSRU présente l'avantage d'un coût initial réduit, mais elle offre moins de flexibilité sur le long terme.

À l'inverse, la construction de FSRU « *purpose-built* » représente un investissement plus important, mais elle garantit une meilleure adaptabilité, une durée de vie optimisée et des performances plus cohérentes avec des usages prolongés.

Sur le plan environnemental, les FSRU ne peuvent être envisagés que comme solutions transitoires ou palliatives. Leur utilité se limite à répondre ponctuellement à une demande croissante ou à combler des déficits structurels dans l'approvisionnement en gaz.

À long terme, ils ne constituent pas une réponse durable aux enjeux climatiques, d'autant plus qu'un déploiement massif de ces unités engendrerait une empreinte écologique significative (construction, exploitation, transport du GNL).

La question de la conversion de navires LNG en FSRU doit également être abordée sous l'angle du recyclage et de la gestion des actifs existants. Si cette solution peut être pertinente pour des besoins immédiats, dans une logique de court terme et de disponibilité rapide, la tendance actuelle semble favoriser le développement de FSRU conçus spécifiquement pour cet usage, plus adaptés aux exigences futures et à l'adaptabilité du marché.

Enfin, du point de vue stratégique, le déploiement généralisé de FSRU dans le monde ne peut pas être envisagé comme une solution à long terme. Bien que les ressources en gaz naturel ne soient pas en tension immédiate, les capacités de regazéification restent limitées face à une demande énergétique mondiale en forte croissance.

Cette dynamique risque par ailleurs d'être temporaire, dans l'attente de solutions plus pérennes, telles que le nucléaire ou l'hydroélectricité. Dans ce contexte, le FSRU trouve surtout sa pertinence dans des usages ciblés, ponctuels ou transitoires, en soutien à des réseaux sous-dimensionnés ou en cours de développement.

Pour conclure, les FSRU représentent une solution pragmatique, mais non structurelle. Ils s'inscrivent dans une logique de souplesse à court terme, mais ne sauraient constituer une réponse durable face aux défis énergétiques, économiques et écologiques à venir.

BIBLIOGRAPHIE

- Basic information on biogas*. (2010, janvier 6). Consulté le 9 avril 2025, à l'adresse <https://web.archive.org/web/20100106022729/http://www.kolumbus.fi/suomen.biokaasukeskus/en/enperus.html>
- Bassioni, G., & Klein, H. (2024). Liquefaction of natural gas and simulated process optimization – A review. *Ain Shams Engineering Journal*, 15(2), 102431. <https://doi.org/10.1016/j.asej.2023.102431>
- BOG Re-liquefaction System / CHIYODA CORPORATION*. (s. d.). CHIYODA CORPORATION. Consulté le 11 avril 2025, à l'adresse <https://www.chiyodacorp.com/en/service/receive/bog/>
- Bureau Veritas. (2011). *NI554—Design Sloshing Loads for LNG Membrane Tanks* (Guidance Note NI 554 DT R00 E). Bureau Veritas - MARINE & OFFSHORE.
- Bureau Veritas. (2018). *NI655—LNG Carrier Conversion to FSRU or FSU* (Guidance Note NI 655 DT R00 E). Bureau Veritas - MARINE & OFFSHORE.
- Bureau Veritas. (2019). *NR645—Rules for the Classification of Floating Storage Regasification Units and Floating Storage Units* (Rule Note NR 645 DT R02 E). Bureau Veritas - MARINE & OFFSHORE.
- BW LNG looks to convert two newly acquired vessels into FSRUs*. (s. d.). Consulté le 24 juin 2025, à l'adresse https://www.shipandoffshore.net/ship-repair/detail/news/bw-lng-looks-to-convert-two-newly-acquired-vessels-into-fsrus.html?utm_source=chatgpt.com
- Cao, S., Luan, T., Zuo, P., Si, X., Xie, P., & Guo, Y. (2025). Simulation and Economic Benefit Analysis of Carburetor Combined Transport in Winter at a Liquefied Natural Gas Receiving Station. *Energies*, 18(2), 276. <https://doi.org/10.3390/en18020276>
- Chauvy, R., Dubois, L., Lybaert, P., Thomas, D., & De Weireld, G. (2020). Production of synthetic natural gas from industrial carbon dioxide. *Applied Energy*, 260, 114249. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114249>
- Coalbed Methane*. (s. d.). Cretaceous. Consulté le 4 avril 2025, à l'adresse https://serc.carleton.edu/research_education/cretaceous/coalbed.html

- DNV. (s. d.). *Ask the FSRU experts*. DNV. Consulté le 24 juin 2025, à l'adresse <https://www.dnv.com/expert-story/maritime-impact/Ask-the-FSRU-experts/>
- DNV - RULES FOR CLASSIFICATION. (2024). *Floating LNG/LPG production, storage and loading units* (Norme DNV-RU-OU-0103). DNV.
- Energy conversion tables—Canada.ca*. (s. d.). Consulté le 17 mai 2025, à l'adresse <https://apps.cer-rec.gc.ca/Conversion/conversion-tables.aspx#s1ss2>
- Floating Storage Regasification Unit (FSRU). (s. d.). *Excelerate Energy*. Consulté 24 juin 2025, à l'adresse <https://excelerateenergy.com/our-operations/fsru/>
- Franklin, D., Reeve, H., & Hubbard, B. (2010). Converting Existing LNG Carriers for Floating LNG Applications (FLNG, FSRU, FSO). *All Days*, OTC-20683-MS. <https://doi.org/10.4043/20683-MS>
- Gaz de schiste : Extraction, usages, avantages et inconvénients*. (2011, avril 19). Consulté le 4 avril 2025, à l'adresse <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/gaz-de-schiste>
- Gazéificateurs de terminaux de réception de GNL : Tout ce que vous devez savoir est ici - Actualités*. (s. d.). Consulté le 27 avril 2025, à l'adresse <https://fr.zoiun.com/news/lng-receiving-terminal-gasifiers-everything-y-79464255.html>
- Ho, R.-T. (2008). Engineering Considerations for Offshore FSRU LNG Receiving Terminals. *Offshore Technology Conference*. Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA. <https://doi.org/10.4043/19439-MS>
- INERIS. (2011). *Référentiels, normes et guides de bonnes pratiques pour le stockage de Gaz Naturel Liquéfié (GNL)—Installations fixes* (RAPPORT D'ÉTUDE DRA-11-117405-03833C). Institut national de l'environnement industriel et des risques - INERIS.
- International Chamber of Shipping, Oil Companies International Marine Forum, & International Association of Ports and Harbours (Éds.). (2020). *ISGOTT International safety guide for oil tankers and terminals* (Sixth Edition). Witherby Publishing Group Ltd.
- International Gas Union. (2024). *IGU World LNG Report 2024*. International Gas Union. https://safety4sea.com/wp-content/uploads/2024/06/IGU-2024-LNG-Report_Final_LR_2024_06.pdf
- International Maritime Organization (Éd.). (2016). *IGC Code : International code for the construction and equipment of ships carrying liquefied gases in bulk* (2016 edition, second edition). International Maritime Organization.
- James S. Booth, Mary M. Rowe, and Kathleen M. Fisher. (1996). *Offshore gas hydrate sample database with an overview and preliminary analysis* (Offshore Gas Hydrate Sample Database with an Overview and Preliminary Analysis N° 96-272; Open-File Report).

- Khan, M. I. (2018). Comparative Well-to-Tank energy use and greenhouse gas assessment of natural gas as a transportation fuel in Pakistan. *Energy for Sustainable Development*, 43, 38-59. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2017.12.004>
- La consommation d'électricité en chiffres | Comprendre l'énergie | EDF.* (2025, mai 13). Consulté le 17 mai 2025, à l'adresse <https://www.edf.fr/groupe-edf/comprendre/electricite-au-quotidien/usages/consommation-electricite-en-chiffres>
- Law, B. E., & Spencer, C. W. (1993). Gas in tight reservoirs—An emerging major source of energy. *United States Geological Survey, Professional Paper; (United States)*, 1570. <https://www.osti.gov/biblio/6814307>
- Li, Y., & Li, Y. (2016). Dynamic optimization of the Boil-Off Gas (BOG) fluctuations at an LNG receiving terminal. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 30, 322-330. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.02.041>
- Linstrom, P. (1997). *NIST Chemistry WebBook, NIST Standard Reference Database 69* [Data set]. National Institute of Standards and Technology. <https://doi.org/10.18434/T4D303>
- LNG market volatility clouds Venture Global forecasts.* (s. d.). Consulté le 17 mai 2025, à l'adresse <https://ieefa.org/articles/lng-market-volatility-clouds-venture-global-forecasts>
- Maksym, K., & David A., W. (2018). Floating storage and regasification units face specific LNG rollover challenges : Consideration of saturated vapor pressure provides insight and mitigation options. *Natural Gas Industry B*, 5(4), 391-414. <https://doi.org/10.1016/j.ngib.2018.05.001>
- Mira Nawfal. (2015). *Valorisation catalytique du biogaz pour une énergie propre et renouvelable* [Thèse]. Université du Littoral Côte d'Opale.
- Mokhatab, S., Mak, J., Valappil, J. V., & Wood, D. A. (2014). *Handbook of liquefied natural gas* (1st. edition). Elsevier, GPP.
- Moletta, R. (2015). *La méthanisation* (3e éd). Lavoisier-Médecine sciences.
- Nikše, D. (2024, juillet 17). Rising LNG demand and energy security concerns pushing global FSRU market to grow by \$891 million up to 2028. *Offshore Energy*. <https://www.offshore-energy.biz/rising-lng-demand-and-energy-security-concerns-pushing-global-fsru-market-to-grow-by-891-million-up-to-2028/>
- Philippines Electricity Consumption | Economic Indicators | CEIC.* (s. d.). Consulté le 17 mai 2025, à l'adresse https://www.ceicdata.com/en/philippines/electricity-generation-consumption-and-sales/electricity-consumption?utm_source=chatgpt.com

Piñero, E., Marquardt, M., Hensen, C., Haeckel, M., & Wallmann, K. (2013). Estimation of the global inventory of methane hydrates in marine sediments using transfer functions. *Biogeosciences*, 10(2), 959-975. <https://doi.org/10.5194/bg-10-959-2013>

Raffinage pétrolier : Fonctionnement et acteurs de raffinerie. (s. d.). Consulté le 3 avril 2025, à l'adresse <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/raffinage-petrolier>

Risques liés aux installations de méthanisation. (s. d.). Ministère de l'Agriculture et de la Souveraineté alimentaire. Consulté le 4 avril 2025, à l'adresse <https://agriculture.gouv.fr/risques-lies-aux-installations-de-methanisation>

Rötzer, J., Bergmeister, K., Fingerloos, F., Wörner, J. D., & Thrift, P. (2020). *Design and construction of LNG storage tanks*. Ernst & Sohn.

Shady, R., Ahmed, S. F., & Sleiti, A. K. (2024). Operation optimization of propane pre-cooled mixed refrigerant LNG Process : A novel integration of knowledge-based and constrained Bayesian optimization approaches. *Chemical Engineering Science*, 300, 120560. <https://doi.org/10.1016/j.ces.2024.120560>

SHELL. (2025). *SHELL LNG Outlook 2025*. Shell plc. https://www.shell.com/what-we-do/oil-and-natural-gas/liquefied-natural-gas-lng/lng-outlook-2025/_jcr_content/root/main/section_125126292_co/promo_copy_copy_copy/links/item0.stream/1740577530786/97f8aacf1e8b27cd8dd32f6070d6463f60cff411/lng-outlook-2025-full-report.pdf

SIGTTO - Society of International Gas Tanker & Terminal Operators Ltd. (2016). *Liquefied Gas Handling Principles on Ships and in Terminals* (4th Edition, Vol. 1). Witherby Publishing Group Ltd.

Society of International Gas Tanker and Terminal Operators Ltd. (2016). *Liquefied gas handling principles on ships and in terminals : LGHP4* (Fourth edition). Witherby Publishing Group Ltd.

Songhurst, B. (2017). *The outlook for floating storage and regasification units (FSRUs)*. Oxford Institute for Energy Studies.

Speight, J. G. (2019). *Natural gas : A basic handbook* (Second edition). Gulf Professional Publishing.

Tracker Map. (s. d.). *Global Energy Monitor*. Consulté 25 juin 2025, à l'adresse <https://globalenergymonitor.org/projects/global-gas-infrastructure-tracker/tracker/>

Twenty20 Energy to Build First-of-its-Kind "Power Island" FSRP in Papua New Guinea. (s. d.). Consulté le 25 juin 2025, à l'adresse <https://www.businesswire.com/news/home/20220711005104/en/Twenty20-Energy-to-Build-First-of-its-Kind-Power-Island-FSRP-in-Papua-New-Guinea>

- UK Statutory Instruments. (1996). *Gas Safety (Management) Regulations 1996* (Version 1996).
<https://www.legislation.gov.uk/uksi/1996/551/contents>
- WEST. (2016). *LNG - Floating Storage Regasification Units*.
<https://www.westpandi.com/news-and-resources/news/september-2020/floating-storage-regasification-units/>
- Which FLNG and FSRU Projects Are Likely To Clear the Investment Hurdle ? - IMA.* (s. d.).
 Consulté le 17 mai 2025, à l'adresse
https://www.imastudies.com/Articles/Article/which-flng-and-fsru-projects-are-likely-to-clear-the-investment-hurdle-500039?utm_source=chatgpt.com
- Wilson, G. G. & Institute of Gas Technology (Éds.). (1993). *Odorization III*. Institute of Gas Technology.
- Włodek, T. (2019). Analysis of boil-off rate problem in Liquefied Natural Gas (LNG) receiving terminals. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 214, 012105.
<https://doi.org/10.1088/1755-1315/214/1/012105>
- Wood, D. A., & Kulitsa, M. (2018). A review : Optimizing performance of Floating Storage and Regasification Units (FSRU) by applying advanced LNG tank pressure management strategies. *International Journal of Energy Research*, 42(4), 1391-1418.
<https://doi.org/10.1002/er.3883>
- Xu, S., Chen, X., & Fan, Z. (2017). Design of an Intermediate Fluid Vaporizer for Liquefied Natural Gas. *Chemical Engineering & Technology*, 40(3), 428-438.
<https://doi.org/10.1002/ceat.201500740>
- Yiallourides, C., & Partain, R. A. (2019). Offshore Methane Hydrates in Japan : Prospects, Challenges and the Law. *SSRN Electronic Journal*.
<https://doi.org/10.2139/ssrn.3601849>
- Zhang, J., Meerman, H., Benders, R., & Faaij, A. (2020). Comprehensive review of current natural gas liquefaction processes on technical and economic performance. *Applied Thermal Engineering*, 166, 114736.
<https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2019.114736>

LISTE DES ANNEXES

Annexe A – Production du gaz naturel.

Annexe B – Systèmes de liquéfaction du gaz naturel.

Annexe C – Entretien avec M. Freson, capitaine de FSRU.

Annexe D – Questions abordées durant l’entretien.