

Plan intégré pour la distribution du GNL

Lignes directrices

L'étude suivante a été développée dans le cadre du projet SIGNAL - Stratégies transfrontalières pour la valorisation du gaz naturel liquide, cofinancé par le programme INTERREG maritime Italie-France 2014-2020.

Informations sur le document	
Code du composant	T1_T2_T3
Titre du Composant	Lignes directrices pour l'élaboration de plans d'action conjoints
Code de sortie	T0.0.0
Titre du document de sortie	Lignes directrices pour l'élaboration de plans d'action conjoints
Sujet responsable de l'activité	Assessorato dell'Industria Regione Sardegna - CIREM Univ. Di Cagliari -
Responsable scientifique de l'UNICA-CIREM pour le compte du Département de l'Industrie	Prof. Paolo Fadda
Coordinateur de l'étude UNICA-CIREM pour le compte du Département de l'Industrie	Ing. Federico Sollai
Personne responsable de l'élaboration du document	MLAB SRL
Version	FINALE
Date	03/03/2021

Version	Date	Extender(s)	Description des changements
FINALE	03/03/2021	MLAB SRL	



Le présent rapport a été réalisé en collaboration avec les partenaires du projet SIGNAL - Stratégies transfrontalières pour la valorisation du gaz naturel liquide (GNL), selon la répartition des tâches prévues dans le formulaire.

Les partenaires impliqués sont:

- Regione Autonoma della Sardegna Assessorato dell'Industria, Settore Energia ed Economia Verde, Italie (P1, chef de projet).
- Centralabs, Italie (P2).
- Office des Transports de la Corse, France (P3).
- Autorità di Sistema Portuale del Mar Tirreno Settentrionale, Italie (P4).
- Chambre de Commerce et d'Industrie Territoriale du Var, France (P5).
- Université de Gênes, Italie (P6).
- Région Ligurie, Italie (P7).



Pour plus de détails et l'analyse des sources uniques, veuillez vous référer aux tâches uniques élaborées par les partenaires selon le formulaire prévu pour le projet.

Sommaire

Index des figures	7
Index des tableaux.....	11
Introduction	13
Le projet SIGNAL	14
1 Règlements et conventions internationales	19
1.1 International Maritime Organization (IMO), Comités et Agenda 2030	19
1.2 La Convention MARPOL	21
1.2.1 Annexe VI de la Convention Marpol.....	23
1.3 Les codes IGF et IGG	29
1.4 SOLAS Convention internationale pour la sauvegarde de la vie humaine en mer	29
1.5 SIGTTO - Society of International Gas Tanker and Terminal Operators Ltd.....	30
1.6 SGMF - The Society for Gas as a Marine Fuel	30
1.7 OIT Organisation internationale du travail.....	32
1.8 USCG Garde côtière des États-Unis	33
1.9 Association internationale des ports ("IAPH").....	33
1.10 Société de classification	33
1.11 Normes britanniques.....	34
2 La stratégie Europe 2020.....	35
2.1 Politiques européennes visant à réduire la teneur en soufre.....	36
2.1.1 Directive (UE) 2016/802 - Directive sur le soufre.....	37
2.1.2 <i>Soutien de l'UE</i> à la mise en œuvre de la directive sur le soufre	41
2.1.3 Mise en œuvre de la directive sur le soufre dans l'UE.....	42
2.2 La stratégie énergétique de l'Union européenne et le GNL	43
2.2.1 La directive DAFI 2014/94/UE.....	44
2.2.2 Lignes directrices de l'EMSA.....	49
2.2.3 Le règlement MRV 2015/757/UE	71
2.2.4 L'évaluation NPF par la Commission européenne.....	71
3 Bonnes pratiques pour la réduction du soufre dans les carburants	81

3.1	Macro-catégories qui identifient les bonnes pratiques	81
3.1.1	Statut actuel des ports.....	81
3.1.2	Chaîne des carburants de substitution.....	82
3.1.3	Sécurité	83
3.1.4	Politiques en faveur des carburants de substitution	84
3.1.5	Systèmes alternatifs pour la réduction des SOx	84
4	Carburants	85
4.1	Vers 2050: l'avenir des carburants	85
4.2	Combustibles traditionnels	86
4.2.1	Classification américaine.....	86
4.2.2	Classification britannique (BS 2869)	88
4.2.3	Classification du secteur maritime - Bunker Oil	89
4.2.4	Huiles lourdes respectant les limitations de soufre.....	93
4.2.5	Huiles lourdes combinées avec des systèmes d'épuration des gaz d'échappement (EGCS)/des laveurs.97	
4.2.6	Huiles distillées (Marine Diesel Oil et Marine Diesel Oil)	101
4.3	Combustibles de substitution aux huiles résiduelles et distillées	104
4.3.1	GPL	106
4.3.2	GNL	106
5	Principes de base: gaz naturel (GN) et gaz naturel liquéfié (GNL)	110
5.1	Chaînes de distribution de gaz et de GNL en amont, en milieu et en aval	110
5.2	Propriétés, caractéristiques techniques et physiques du GN et du GNL	114
5.3	Dangers du gaz naturel et du gaz naturel liquéfié	117
5.3.1	Risques d'incendie et d'explosion	117
5.4	Le GNL comme carburant marin de substitution	119
5.4.1	Le secteur des croisières	125
5.4.2	Aspects techniques et technologiques pour les navires alimentés au GNL	136
5.5	Avitaillement en GNL	140
5.5.1	Sécurité et opérations dans les opérations de soutage, rôles et responsabilités	144
5.5.2	Exigences opérationnelles de l'avitaillement.....	146
5.5.3	Exemples d'application.....	148
5.6	Coûts et avantages environnementaux de l'utilisation du GNL pour la propulsion marine: analyse de l'état de l'art.	191
5.6.1	Le GNL dans les ports maritimes et les avantages pour l'environnement: revue de la littérature pertinente.....	192
5.6.2	Profils méthodologiques relatifs à l'estimation des coûts et bénéfices environnementaux de l'utilisation du GNL.....	211
5.6.3	Délimitation de l'objet de l'analyse et définition des alternatives méthodologiques applicables au projet SIGNAL.	221

6	Demande de carburant	231
6.1	Prévisions de la demande de carburant.....	231
6.1.1	Utilisation des HFOs avec l'EGCS: tendances mondiales.....	233
6.1.2	Utilisation de fiouls conformes: tendances mondiales.....	236
6.1.3	Utilisation de combustibles marins: tendances mondiales.....	237
6.1.4	Utilisation de fiouls conformes: le cas italien.....	237
6.2	Marchés du GNL	239
6.2.1	Utilisation du GNL comme carburant marin: tendances mondiales.....	240
6.2.2	Le marché du GNL comme carburant marin: le cas italien.....	245
6.2.3	PRÉVISION DE L'ÉVOLUTION DE LA DEMANDE DE GNL DANS L'ARC TYRRHÉNIEN-LIGURE 247	
6.3	LE DÉVELOPPEMENT DE LA CHAÎNE BIO-GNL.....	253
7	Caractéristiques de l'infrastructure	255
7.1	Domaines fonctionnels	255
7.1.1	Zone d'arrivée du navire.....	256
7.1.2	Zone de stockage.....	257
7.1.3	Zone de transport.....	258
7.1.4	Zone de gestion du BOG.....	259
7.1.5	Zone de contrôle et systèmes auxiliaires	260
7.2	Dimensionnement.....	262
7.2.1	Approches du bord de mer.....	263
7.2.2	Dépôt.....	266
7.2.3	Camionnage	267
7.3	Infrastructures auxiliaires.....	267
7.4	Caractéristiques aériennes.....	270
7.4.1	Localisation	270
7.4.2	Données climatiques	270
7.4.3	Cartographie et arpentage	270
7.4.4	Analyse spécifique	270
7.4.5	Analyse sismique	270
7.5	Analyse complémentaire	271
7.5.1	Étude d'impact sur le trafic	271
7.5.2	Interactions avec l'environnement.....	272
7.5.3	Déclassement et désinvestissement.....	273
7.6	Caractéristiques techniques et d'ingénierie du site	273
8	Éléments de l'évaluation des sites potentiels	274
8.1	Approches théoriques pour les procédures relatives aux incidences sur l'environnement..	274
8.1.1	Air	275
8.1.2	Eaux	276

8.1.3	Sol et sous-sol.....	278
8.1.4	Bruit	280
8.1.5	Flore, faune et écosystèmes	280
8.1.6	Paysage.....	281
8.2	Une méthodologie pour l'évaluation des avantages environnementaux	282
8.2.1	Monoxyde de carbone (CO).....	283
8.2.2	Dioxyde de carbone (CO ₂)	283
8.2.3	Oxydes de soufre (SOx).....	283
8.2.4	Oxydes d'azote (NOx)	284
8.2.5	Poussières fines (PM10 et PM2.5).....	284
8.2.6	Consommation finale d'énergie.....	285
8.2.7	Facteurs d'émission.....	285
8.2.8	Calcul des émissions.....	291
9	Contenu des plans d'approvisionnement et de distribution du GNL.....	292
9.1	Plan d'approvisionnement en GNL par voie maritime	292
9.2	Plan de localisation des sites de stockage de GNL.....	293
9.3	Plan de distribution du GNL	294

Index des figures

Figure 1 - Objectifs de développement durable (ODD) de l'Agenda 2030.....	20
Figure 2 - Organisation maritime internationale: zones de contrôle des émissions de la carte mondiale (Source: Safety4sea.com)	25
Figure 3 - Inspections vs non-conformité en 2015-2017	43
Figure 4 - Le périmètre d'applicabilité des lignes directrices de l'EMSA	52
Figure 5- Le processus d'évaluation du risque.....	61
Figure 6 - La matrice des risques proposée par l'ISO/TS 18683	64
Figure 7 - Les dimensions minimales des zones de danger indiquées par le Code IGF	69
Figure 8 - Évaluations NPF: plans GNL pour les ports maritimes (à gauche) et les ports intérieurs (à droite)	74
Figure 9 - Utilisation des épurateurs et impact sur la mécanique des navires (Source: EGCSA)	98
Figure 10 - Composants d'une installation d'épuration (Source: EGCSA).....	99
Figure 11 - Système d'épuration à circuit ouvert (Source: EGCSA)	99
Figure 12 - Système d'épuration en boucle fermée (Source: EGCSA).....	100
Figure 13 - Système d'épuration hybride en boucle ouverte (Source: EGCSA)	101
Figure 14 - Système d'épuration hybride en boucle fermée (Source: EGCSA).....	101
Figure 15 - Répartition des carburants alternatifs (pourcentage de navires) - Source: DNV GL 2019.....	106
Figure 16 - L'avis de British Petroleum (BP) sur les options de conformité.....	108
Figure 17 - Chaîne de traitement du GNL	110
Figure 18 - Flux du processus de production avant la liquéfaction du GNL.....	111
Figure 19 - Chaîne de production technologique.....	112
Figure 20 - Transporteur de GNL/Yokogawa Electric Corporation	113
Figure 21 - Réservoir cryogénique et vaporisateur (Source: Luce-Gas.it).....	114

Figure 22 - Coûts annuels de mise en conformité des ferries nouvellement construits pour les différentes options GNL-FoH pour l'année 2020. Source: Commission européenne	120
Figure 23 - Coûts d'investissement et de carburant pour différents types de navires. Source: Commission européenne	121
Figure 24 - Nombre de navires en exploitation et en construction, source DNV - mars 2019	122
Figure 25- Géolocalisation des infrastructures et des navires alimentés en GNL, source DNV - Mars 2019	123
Figure 26 - Nombre de navires en exploitation et en construction, par type (source DNV - mars 2019)	124
Figure 27 - Nombre de navires méthaniers en exploitation et en construction, par type et par zone géographique d'utilisation (source DNV - mars 2019).	124
Figure 28 - Nombre de navires GNL en opération et en construction, par année (source DNV - mars 2019)	125
Figure 29 - Nombre de nouveaux navires de croisière fonctionnant au GNL en construction par année de livraison (Source: notre élaboration - mars 2019).	127
Figure 30 - Valeur des nouveaux navires de croisière alimentés au GNL par coût d'investissement et tonnage.....	128
Figure 31 - Répartition du nombre de nouveaux navires de croisière alimentés au GNL par compagnie maritime .	128
Figure 32 - Systèmes GNL installés à bord de l'Aida Nova et opérations de ravitaillement de navire à navire (Source: Carnival Corp).....	133
Figure 33 - Réservoir de GNL installé à bord de l'Aida Nova (Source : http://Intmarine.com).....	133
Figure 34 - Opération de soutage de navire à navire, Aida Nova (Source : http://antonyveder.com)	133
Figure 35 - Coût Smeralda.....	134
Figure 36 - Itinéraires de voyage des navires de croisière alimentés au GNL opérant dans la zone d'intérêt (Source: www.costacrociere.it)	135
Figure 37 - Citernes de type C sur le pont arrière du Viking Grace et sur le pont avant d'un pétrolier.....	137
Figure 38 - Structure du système de gaz combustible Viking Grace.....	138
Figure 39 - Structure schématique du système de gaz combustible montrant le confinement à double paroi	140
Figure 40 - Méthodes d'avitaillement	141
Figure 41 - Rendu et illustration du navire de soutage "Coral Methane" (Source: Anthony Veder Group).....	149
Figure 42 - Rendu et illustration du bunker "Clean Jacksonville" (Source: Herbert Engineering).....	149
Figure 43 - Deux réservoirs de GNL de 250 m3 installés sur le ponton de Baguazhou (Source: Jiangsu Haiqiguanghua. CIMC)	152
Figure 44 - Essai pilote de soutage STS dans le port de Bilbao à l'aide d'un ponton (Source: Projet de ruche CORE LNGas).....	153
Figure 45 - Rendu du ponton Flex Fueler 002 LNG (Source: Titan LNG)	154
Figure 46 - Rendu de l'unité de transport de la barge semi-ballastable (SBBT) (Source: Sener marine).....	155
Figure 47 - Utilisation de tuyaux flexibles pour le transfert de GNL en mode STS du navire de soutage Seagas dans le port de Stockholm (Source: Viking Line)	156
Figure 48 - Utilisation de tuyaux flexibles pour le transfert de GNL en mode STS du bunker Coralius dans le port de Göteborg (Source: Swedegas).....	156
Figure 49 - Rendu et unité réalisée du bras de chargement rigide articulé pouvant être installé à bord d'un navire (Source: FMC technologies)	157
Figure 50 - Rendu et unité développée d'un bras de chargement semi-rigide innovant (Source: JLA loading technology)	158
Figure 51 - Opérations de soutage STS du navire AIDA Nova par Coral Methane dans le port de Santa Cruz de Tenerife (Source: LNG Conference).....	160
Figure 52 - Le LBV Kairos lors de la première opération d'approvisionnement STS du porte-conteneurs Wes Amelie au large du port de Hambourg (Source: Wordmaritimenews)	160
Figure 53 - LBV Kairos lors de la première opération de ravitaillement en STS du ferry Visborg dans le port de Visby (Suède) (Source: Wordmaritimenews).....	161
Figure 54 - Bras typiques de chargement/déchargement de GNL au quai (Source: Kanon technologies)	166

Figure 55 - Opérations de ravitaillement en STP du navire Ternsund dans le port de Pori (Finlande) (Source: Mann Tek)	167
Figure 56 - Ravitaillement pilote en mode PTS (gauche) et TTS (droite) du navire Damia Desgagnés dans le port de Carthagène au terminal d'Enagas (Source: CORE LNGas Hive)	168
Figure 57 - Bras de chargement fixe à quai pour les opérations de soutage de PTS dans le port de Risavika (Source: Cryonorm BV)	169
Figure 58 - Avitaillement en STP dans le port de Göteborg (Source: Swedegas)	170
Figure 59 - Exemples et disposition d'une semi-remorque typique pour le transport routier de GNL (Source: Chart industries)	171
Figure 60 - Exemples de conteneurs ISO intermodaux de 20 pieds (à gauche) et de 40 pieds (à droite) (Source: Chart industries)	173
Figure 61 - Option de transport conteneurisé par navire d'unités ISO	174
Figure 62 - Conteneur ISO avec remorque sur le quai attendant d'être chargé (à gauche) et déchargé (à droite) par un navire Ro-Ro lors d'une application pilote sur la route Barcelone-Livourne (Projet GAINN4MED)	174
Figure 63 - Transport multimodal par bateau (à gauche) et par rail (à droite) de conteneurs ISO de GNL, réalisé dans le cadre du projet de ruche CORE LNGas (Source: ruche CORE LNGas)	175
Figure 64 - Opérations de soutage TTS simultanées à Jacksonville, en Floride, utilisant des patins pour des connexions multiples (Source: TOTE Maritime)	176
Figure 65 - Rendu (à gauche) et prototype réalisé (à droite) de la solution de ravitaillement multiple "4SPEED" de la société Gas & Heat (Source: Gas & Heat)	177
Figure 66 - Opérations d'avitaillement pendant l'essai des patins (à gauche) et unité réassemblée prête à être transportée sous forme de conteneur de 20 pieds (à droite) par Gas&Heat (Source: Gas & Heat)	177
Figure 67 - Rendu (à gauche) et opération réelle (à droite) du ravitaillement simultané de deux pétroliers utilisant le composant "Y PIECE" de Kosan Crisplant (Source: Kosan Crisplant)	178
Figure 68 - Rendu du composant "Y PIECE" et de l'option de chargement sur une remorque standard au quai (Source: Kosan Crisplant)	179
Figure 69 - Avitaillement TTS avec connexion multiple du Fure West dans le port d'Anvers (Source: Titan LNG)	180
Figure 70 - Avitaillement TTS avec connexion multiple du Fure West dans le port de Moerdijk (Source: Nauticor)	181
Figure 71 - Avitaillement TTS avec connexion multiple dans le port de Rotterdam (Source: Titan LNG)	181
Figure 72 - Avitaillement TTS à la cimenterie M.V. Greenland dans le port de Rostock (Source: Gazprom)	182
Figure 73 - Avitaillement TTS avec connexion multiple du porte-conteneurs Wes Amelie dans le port de Bremerhaven (Source: Nauticor)	182
Figure 74 - Avitaillement TTS avec connexion multiple dans le port de Mukran (Source: Titan LNG)	183
Figure 75 - Avitaillement de TTS avec connexion multiple au ferry Megastar dans le port de Tallinn (Source: Eesti Gaas)	183
Figure 76 - Rendu du bunker d'Elenger prévu pour fonctionner dans le port d'Helsinki afin d'approvisionner le ferry Megastar (Source: Damen)	184
Figure 77 - Avitaillement TTS avec du Bio-LNG à Fure Vinga dans le port de Göteborg (Source: NGV)	185
Figure 78 - Avitaillement en TTS à Samnøy (à gauche) et à Fure Vinga (à droite) dans les ports de Ferrol et de Carthagène (Source: Repsol, Nauticor)	186
Figure 79 - Avitaillement en TTS de l'AIDA Nova dans le port de Funchal (Madère) (Source: LNG Conference)	187
Figure 80 - Procédures de soutage de TTS pour AIDA Perla dans le port de Civitavecchia (Source: Projet GAINN4MOS)	188
Figure 81 - Diagramme de la délimitation de la zone de sécurité pour les opérations TTS de l'AIDA Perla dans le port de Civitavecchia (Source: Projet GAINN4MOS)	190
Figure 82 - Opération de ravitaillement en TTS sur le ferry Hypatia de Alejandria dans le port de Venise (Source: Worldmaritime news, ANSA)	191
Figure 83 - Distribution temporelle des dates de publication des contributions scientifiques	199

Figure 84 - Approche théorique adoptée	200
Figure 85 - Avantages environnementaux examinés dans les contributions scientifiques.....	202
Figure 86 - Techniques d'évaluation des émissions.....	208
Figura 87 - Emissioni di CO₂ relative a diversi combustibili/carburanti alternativi (DNV-GL, "Assessment of selected alternative fuels and technologies" (avril 2019))	212
Figura 88 - Emissioni di NO_x relative a diversi combustibili/carburanti alternativi (DNV-GL, "Assessment of selected alternative fuels and technologies" (avril 2019))	213
Figure 89- Arbre de décision pour l'évaluation des émissions provenant des activités de transport maritime	220
Figure 90 - : Logique de réaménagement pour identifier la flotte "pairs HFO" par rapport à la flotte alimentée au GNL	222
Figure 91 - Flotte de véhicules fonctionnant au GNL en exploitation et en commande.....	223
Figure 92 - Processus méthodologique de la méthode "peers HFO" basée sur la consommation annuelle totale... ..	227
Figure 93 - Processus méthodologique de la méthode "peers HFO" basée sur la consommation kilométrique annuelle	230
Figure 94 - L'évolution de la demande de carburants	232
Figure 95 - Consommation journalière mondiale de MGO/HSFO comme combustible marin (années 2015-2018), données en millions de barils (Source: IAE, international energy agency).	233
Figure 96 - Adoption mondiale des solutions d'épuration (mai 2018- Source EGCSA).	233
Figure 97 - Consommation annuelle mondiale de fuel et de gasoil comme combustible marin (années 2007-2018), Source: Fuels Europe 2019.....	236
Figure 98 - Exportations de GNL (Source: IGU "2016 World LNG Report")	239
Figure 99 - (a) Importations de GNL (Source: IGU "2016 World LNG Report")	240
Figure 100 - Flotte mondiale de véhicules fonctionnant au GNL (Source: élaboration par Ns des données du projet TDI NETWORK-GNL, produit T.2.1.2, 2019)	242
Figure 101 - Ports américains offrant des services de soutage de GNL (Source: Congressional research service 2019).	244
Figure 102 - Cartographie de l'approvisionnement de la zone méditerranéenne et de la zone Mena (Source: Notre élaboration)	244
Figure 103 - Installations et hypothèses de conception pour la fourniture de services de soutage de GNL (Source: projet TDI RETE-GNL, produit T.2.1.2, 2019).	246
Figure 104 - Installations de production de biométhane et de biogaz en Europe (Source: Assocstieri sur données Bain & Company - 2018).	253
Figure 105 - Zone de transport.....	259
Figure 106 - Fonctions.....	263

Index des tableaux

Tableau 1 - Annexes MARPOL 73/78.....	22
Tableau 2 - Résumé des limites de NOx Annexe VI Convention MARPOL	26
Tableau 3 - Détails des valeurs limites de NOx pour les niveaux TIER I, TIER II et TIER III	26
Tableau 4 - Synthèse des limites des SOx Annexe VI Convention MARPOL	28
Tableau 5 - Règles de classe existantes des membres de l'IACS	34
Tableau 6 - Synthèse des limites de la teneur en soufre Directive (UE) 2016/802	39
Tableau 7 - Critères d'utilisation des méthodes de réduction des émissions (source: directive européenne 2016/802).	40
Tableau 8 - Schéma de la directive DAFI pour le GNL.....	46
Tableau 9 - Mécanismes de suivi de la directive 2014/94/UE.	47
Tableau 10 - Proposition d'actions, COM(2017) 652 final.....	49
Tableau 11 - Le cadre réglementaire applicable au soutage du GNL	53
Tableau 12 - Cadre d'information des instruments réglementaires applicables, des normes et des directives en matière de soutage de GNL	54
Tableau 13 - Caractéristiques d'une bonne gouvernance pour le soutage de GNL dans le domaine portuaire.....	57
Tableau 14 - Recommandations EMSA pour analyses et évaluations supplémentaires de type quantitative.....	65
Tableau 15 - Liste de contrôle NPF.....	73
Tableau 16 - Aperçu de l'adéquation des objectifs de l'infrastructure et du niveau de réalisation	80
Tableau 17 - Fuel Oils: British Standard BS 2869 (Source: BS 28695).....	88
Tableau 18 - Classification ISO 8217: Exigences techniques pour les fiouls marins distillés.....	92
Tableau 19 - Classification ISO 8217: Exigences techniques relatives aux fiouls résiduels pour la marine.....	93
Tableau 20 - Caractéristiques des différents types de VLSFO (Source: ISO 8217).....	94
Tableau 21 - Caractéristiques des différents types d'ULSFO (Source: ISO 8217)	97
Tableau 22 - Composition typique du GNL.....	116
Tableau 23 - Propriétés physiques du GNL.....	116
Tableau 24 - Impact environnemental des alternatives de motorisation	121
Tableau 25 - Nombre de navires en exploitation et en construction, source DNV - mars 2019	122
Tableau 26 - liste des navires de croisière alimentés au GNL	131
Tableau 27 - Modes de soutage typiques pour différents types de navires.....	142
Tableau 28 - Dispositions relatives à l'avitaillement en GNL	144
Tableau 29 - Principales caractéristiques dimensionnelles des différentes tailles de navires-citernes GNL.....	150
Tableau 30 - Liste des navires de soute en exploitation et en construction.....	164
Tableau 31 - Avantages environnementaux.....	201
Tableau 32 - Type de navire et de moteur	203
Tableau 33 - Principaux résultats obtenus (Zones).....	204
Tableau 34 - Résumé des valeurs non normalisées pour les indicateurs d'impact et les KPI de niveau 1	206
Tableau 35 - Résumé des facteurs d'émission utilisés dans les documents avec spécification de la méthodologie appliquée	210
Tableau 36 - Utilisation du GNL comme carburant pour la propulsion marine: implications du type de moteur sur l'impact environnemental produit en termes de Nox.	213
Tableau 37 - Facteurs d'émission pour les combustibles marins (g/g de combustible) - Source: IMO (2014).....	214
Tableau 38 - Comparazione delle emissioni connesse a diversi fuels (DNV-GL, "Assessment of selected alternative fuels and technologies" (avril 2019).	214
Tableau 39 - Résultat de l'estimation des émissions portuaires avec l'approche ascendante et comparaison avec l'estimation descendante de l'APAT - 2000 (Source: Arpav 2007)	217
Tableau 40 - Pourcentage de moteurs installés répartis par type et classe de moteur (Source: Arpav 2013)	218

Tableau 41 - Profils techniques des navires alimentés au GNL et de leurs homologues alimentés au HFO	224
Tableau 42 - Profils techniques des homologues du HFO	225
Tableau 43 - Prévisions d'adoption du marché pour la conformité aux normes SOx en 2020	231
Tableau 44 - Analyse comparative des scénarios de pénétration du GNL sur le marché du soutage maritime sur la période 2025-2040 (mtpa).	240
Tableau 45 - Demande maritime potentielle de GNL pour la zone Tyrrhénienne-Ligure (Projet GAINN).....	249
Tableau 46 - Résumé des différents scénarios de demande maritime potentielle de GNL dans la zone Tyrrhénienne-Ligure	250
Tableau 47 - Demande potentielle de GNL pour le port de Gênes (projet GAINN4MOS).....	251
Tableau 48 - Demande potentielle maximale de soutage de GNL dans les ports de Ligurie	251
Tableau 49 - Caractéristiques des principaux méthaniers	265
Tableau 50 - Caractéristiques techniques	274
Tableau 51 - Catégories de combustibles pour le calcul des facteurs d'émission de niveau 1 - Manuel EMEP/EEA. 286	
Tableau 52 - Facteurs d'émission utilisés par secteur et par polluant	290
Tableau 53 - Pouvoir calorifique inférieur pour chaque combustible analysé	291

Introduction

Les présentes lignes directrices ont été rédigées dans le cadre de la rédaction du Plan transfrontalier de valorisation du gaz naturel liquide préparé par les partenaires du projet SIGNAL.

Par le biais des lignes directrices, il est prévu de décrire un processus complet d'analyse visant à rédiger tout plan national ou transfrontalier pour la mise en œuvre de politiques énergétiques pour les territoires qui entendent transformer l'opportunité offerte par le GNL en valeur ajoutée, avec l'objectif ultime de réduire les émissions polluantes produites par le secteur des transports.

Les lignes directrices sont structurées en 8 sections:

1. le cadre réglementaire de référence, y compris les règlements et conventions internationaux;
2. Stratégies et politiques européennes visant à réduire la pollution et notamment à réduire la teneur en soufre des carburants;
3. les bonnes pratiques à mettre en œuvre pour la réduction de la teneur en soufre des combustibles
4. description des carburants traditionnels et alternatifs;
5. se concentrer sur le gaz naturel liquide, ses propriétés et ses utilisations;
6. l'analyse de la demande de carburant et des marchés du GNL;
7. description des caractéristiques de l'infrastructure des installations de transport et de stockage du GNL;
8. description du contenu pour la rédaction des plans suivants:
 - Plan d'approvisionnement en GNL par voie maritime;
 - Planifier l'emplacement des sites de stockage du GNL;
 - Planifier la distribution du GNL par voie terrestre et maritime.

Le contenu de ces lignes directrices a été élaboré avec la contribution de tous les partenaires du projet SIGNAL, auxquels nous renvoyons pour les détails spécifiques.

Le projet SIGNAL ¹

Le projet SIGNAL, qui bénéficie d'un financement FEDER de 1 613 654,63 €, fait partie intégrante d'un cluster de 4 projets GNL (tous cofinancés par le programme INTERREG Italie-France Maritime) axés sur l'amélioration de la durabilité des activités portuaires et visant la création d'un espace maritime interrégional commun dans le nord de la Méditerranée, qui deviendra une référence pour le transport maritime propre dans le futur.

Les projets du Cluster sont les suivants:

- GNL FACILE,
- GNL-PROMO
- TDI RETE-GNL
- GNL SIGNAL

Les principaux objectifs des projets appartenant au Cluster, ainsi que leurs éventuels chevauchements avec le projet SIGNAL, sont résumés ci-dessous.

- **EASY LNG - LNG Integrated Accessible Source for Efficient Logistics:** le projet vise à réduire l'utilisation des carburants les plus polluants et la dépendance au pétrole dans les ports commerciaux. Comme le stipule la directive 2014/94/UE (directive DAFI), chaque port maritime doit disposer d'un point de ravitaillement en GNL, en mer ou à terre, fixe ou mobile. Le projet LNG-Easy vise à aider les ports de la zone de coopération à réaliser les activités suivantes:
 - priorité et test des solutions GNL à petite échelle;
 - création de deux infrastructures mobiles dédiées au ravitaillement en GNL des navires maritimes ou terrestres dans les ports;
 - mise en œuvre de 8 actions pilotes dans les ports du projet (Livourne, Gênes, Piombino, Bastia, Cagliari, Savone, La Spezia et Toulon) avec des stations de ravitaillement mobiles afin de tester l'applicabilité immédiate du ravitaillement en GNL;

¹ Le projet SIGNAL, d'une durée de 30 mois, est financé dans le cadre du 2ème Avis Interreg Maritime ITA-FRA 1420 dans l'Axe prioritaire 3 - Améliorer la connexion des territoires et la durabilité des activités portuaires et dans le cadre de l'objectif spécifique 7C2 - Améliorer la durabilité des activités portuaires commerciales en contribuant à la réduction des émissions de carbone.

- la démonstration aux opérateurs, et pas seulement dans les ports, du fonctionnement des technologies de carburants alternatifs.
- **PROMO-GNL - Étude et actions conjointes pour promouvoir l'utilisation du GNL dans les ports commerciaux:** le projet PROMO-GNL relève le défi de promouvoir et d'accélérer l'adoption du GNL dans les opérations portuaires et maritimes. L'objectif est de mettre en place un cadre coordonné d'études de faisabilité conjointes favorisant les choix pour la promotion d'une utilisation optimale du GNL comme carburant moins polluant dans les ports commerciaux de la zone de coopération. Le partenariat est représentatif des principaux acteurs publics de la zone de coopération avec le soutien de la recherche universitaire et industrielle. En outre, le projet est coordonné avec tous les autres projets GNL de la même composante maritime Italie-France. Les études de faisabilité envisagées se concentrent sur les éléments communs et les spécificités territoriales. Les actions de promotion adressées aux acteurs clés sont basées sur un cadre commun d'options optimales.
- **TDI RETE-GNL - Technologies et dimensionnement des installations pour le réseau primaire de distribution de GNL dans les ports de la zone transfrontalière:** le projet vise à identifier des solutions technologiques et productives pour la distribution et le soutage de GNL dans les ports de la zone transfrontalière sur la base de normes et de procédures opérationnelles partagées. Le projet identifie l'emplacement possible des usines et des dépôts du réseau de distribution primaire, en vérifiant leurs externalités potentielles et leur durabilité économique-financière. En effet, la diffusion récente du gaz naturel liquéfié (GNL) dans les ports nécessite la mise en place d'un système d'infrastructures favorisant les logiques de corridors et l'établissement d'un réseau de distribution fiable, sûr et intégré. La création d'une telle infrastructure implique des décisions stratégiques concernant l'emplacement des installations de soutage, de stockage et de fourniture de GNL en fonction de leur taille selon une logique systémique.
- **SIGNAL - Stratégies transfrontalières pour l'exploitation du gaz naturel liquéfié (GNL)** - La nature stratégique du projet découle de sa valeur interrégionale, du positionnement de la zone maritime transfrontalière IT-FR dans le nord de la Méditerranée et des retombées liées au développement de compétences intégrées pour le développement d'un système d'infrastructure commun. L'approche transfrontalière est imposée par la densité des services maritimes ayant une origine/destination dans la zone du projet et par la nécessité de disposer d'installations aux caractéristiques technologiques homogènes. Les résultats du projet consistent en la préparation de rapports pour la définition et la diffusion de normes et de procédures technologiques communes pour le soutage du GNL et un plan d'action intégré au profit des ports. Alors que les ports de la zone du programme liés au projet TDI RETE-GNL appartiennent en grande partie à des réseaux centraux, ceux inclus dans le projet SIGNAL appartiennent à la fois à des réseaux centraux et

à des réseaux complets et, de plus, ils présentent des différences cohérentes en termes de domaines de marchandises, en distinguant les terminaux de cargaison polyvalents, les conteneurs de cargaison générale, les terminaux de vrac solide, les terminaux de vrac liquide, la construction navale, les terminaux de passagers, les marinas et "autres". Cette dernière catégorie comprend des activités qui ne sont pas homogènes du point de vue de la consommation nature/énergie, comme les activités logistiques, l'entreposage, etc.

Partenaires du projet SIGNAL

SIGNAL implique un partenariat cohérent avec les besoins du projet et avec la stratégie d'intervention et offre une couverture géographique complète des territoires de l'Espace de Coopération.

Les partenaires impliqués sont:

- Regione Autonoma della Sardegna Assessorato dell'Industria, Settore Energia ed Economia Verde, Italie (P1, chef de projet).
- Centralabs, Italie (P2).
- Office des Transports de la Corse, France (P3).
- Autorità di Sistema Portuale del Mar Tirreno Settentrionale, Italie (P4).
- Chambre de Commerce et d'Industrie Territoriale du Var, France (P5).
- Université de Gênes, Italie (P6).
- Région Ligurie, Italie (P7).

Objectifs du projet SIGNAL

Le projet INTERREG Italie-France Maritime "Stratégies transfrontalières pour la valorisation du Gaz Naturel Liquide" (acronyme **SIGNAL**) vise à définir un système intégré de distribution du GNL dans les cinq territoires partenaires impliqués (Ligurie, Toscane, Sardaigne, Corse et Région² PACA), qui partagent actuellement une inadéquation par rapport à la disponibilité des ressources en GNL dans les ports et les sites de stockage et sont désireux de transformer l'opportunité offerte par le GNL en valeur ajoutée, avec l'objectif ultime de réduire les émissions polluantes produites par le secteur des transports dans la zone territoriale considérée par le projet.

Grâce aux politiques d'exploitation et à une plus grande utilisation du GNL dans les zones maritimes et portuaires, le projet vise à contribuer à la réduction des émissions de CO₂ et à améliorer ainsi la durabilité des activités portuaires et commerciales.

En résumé, le projet favorise:

- a) le développement de modèles transfrontaliers pour l'optimisation du réseau maritime;
- b) la mise en œuvre de plans pour l'emplacement des zones de stockage et de distribution de gaz naturel liquide (GNL) dans les ports;
- c) l'adoption de stratégies transfrontalières pour l'utilisation et l'exploitation du GNL dans les ports de Ligurie, Sardaigne, Toscane, Corse et PACA.

L'utilisation du gaz naturel liquéfié, qui vise à améliorer la durabilité des activités portuaires et à réduire les émissions de CO₂, nécessite, d'une part, la création d'un système d'infrastructure basé sur un réseau fiable et sécurisé et, d'autre part, la prise de décisions stratégiques concernant l'emplacement des sites de stockage et d'approvisionnement en GNL.

Grâce aux trois composantes de mise en œuvre (T), le projet SIGNAL:

1. définit un Plan intégré pour la gestion de l'approvisionnement en GNL par voie maritime, à partir d'une analyse de la réglementation et de l'offre et de la demande actuelles de GNL (T1 "Plan du réseau d'approvisionnement");
2. définit un Plan de localisation des sites de stockage de GNL dans les ports de commerce de la zone de coopération, basé sur une analyse des bonnes pratiques

² La région Provence-Alpes-Côte d'Azur (PACA) est l'une des 18 régions administratives de France, à l'extrême sud-est du continent, dont la capitale est Marseille. Elle compte une population d'environ 5 millions d'habitants et constitue la troisième région économique de France.

- existantes et une analyse des contextes territoriaux (T2 "Plan de localisation des sites de stockage de GNL dans les ports de commerce");
3. définit un plan de gestion pour la distribution du GNL entre la Ligurie, la Sardaigne, la Toscane, la Corse et PACA, en commençant par une analyse des coûts et des avantages de la structure de réseau prévue.

1 Règlements et conventions internationales

Afin de remédier à la grave préoccupation environnementale causée par les niveaux croissants de pollution produits par le secteur des transports maritimes à l'échelle mondiale, une série de mesures et de dispositions réglementaires ont été adoptées au fil du temps par les organismes internationaux et les autorités compétentes afin de réduire les émissions de polluants³ qui ont des effets négatifs sur l'air, la santé humaine et le climat. Les impacts indéniables des polluants atmosphériques ont déclenché un processus réglementaire qui, depuis les années 1970, vise de plus en plus à atténuer les problèmes susmentionnés, tout en sensibilisant le public au contrôle et à la surveillance de la pollution atmosphérique.

1.1 International Maritime Organization (IMO), Comités et Agenda 2030

L'Organisation Maritime Internationale (IMO), agence des Nations unies créée en 1948 à la suite de la Convention maritime internationale de Genève, encourage la coopération maritime entre les pays membres et a été créée pour réglementer le transport maritime selon des normes internationales. L'IMO est donc le principal organe de référence en matière de **sécurité de la navigation et de protection du milieu marin**.

L'Organisation, qui compte actuellement 172 pays membres, veille à l'application et à la mise à jour de la convention originale et élabore de nouveaux actes internationaux (conventions, codes, résolutions et circulaires) qui reflètent l'évolution du transport maritime, de l'industrie de la construction navale, des routes et de la technologie.

Les groupes thématiques dans lesquels la législation issue de l'IMO est divisée sont "Sécurité en mer", "Pollution marine", "Responsabilité et indemnisation", "Autres objets" et sont traités par les comités suivants: **Maritime Safety Committee (MSC)**, **Marine Environment Protection Committee (MEPC)**, Legal Committee, Technical Co-operation Committee e Facilitation Committee.

Le Comité de la sécurité maritime (MSC) et le Comité de la protection de l'environnement marin (MEPC) sont les principales références en matière de normes relatives aux carburants marins.

En septembre 2015, les 193 membres des Nations unies ont adopté à l'unanimité l'Agenda 2030 pour le développement durable avec ses 17 *Sustainable Development Goals* (SDGs), s'engageant à déployer des ressources pour lutter contre toutes les formes de pauvreté et d'inégalité, à relever les défis posés par le changement climatique dans une logique

³ Les principales sources d'émissions atmosphériques pour le secteur du transport maritime sont le dioxyde de carbone (CO₂), les oxydes d'azote (NO_x), les oxydes de soufre (SO_x), les composés organiques volatils (VOC), les particules et les substances appauvrissant la couche d'ozone.

d'inclusion sociale, reconnaissant de manière égale les trois dimensions, sociale, économique et environnementale, du développement durable.



Figure 1 - Objectifs de développement durable (ODD) de l'Agenda 2030

L'IMO joue un rôle actif dans la poursuite des objectifs de l'Agenda 2030, car le transport maritime est une composante essentielle de la croissance économique et le mode de transport le plus durable sur le plan environnemental (empreinte carbone la plus faible par unité de cargaison transportée).

La durabilité du transport maritime est une question transversale qui s'articule avec la plupart des ODD et en particulier avec le n° 14 "Life below Water - Conservation et utilisation durable des océans, des mers et des ressources marines pour le développement durable" et le n° 13 "Climate Action - Combattre le changement climatique".

La contribution de l'IMO, en tant qu'entité responsable de la définition des mesures mondiales visant à la sécurité du transport maritime international et à la prévention de la pollution atmosphérique par les navires, est également importante dans le contexte de la lutte contre le changement climatique. En effet, les émissions de gaz à effet de serre dues au transport maritime représentent actuellement environ 2,6% du total des émissions mondiales. Il est donc clair que, sans action de l'IMO pour réduire l'impact carbone du transport maritime, cette part pourrait plus que tripler d'ici 2050. L'approche utilisée à cet

égard est basée sur ce que l'on appelle des "niveaux d'ambition" et son impact pourrait être significatif car il s'agit de la première tentative sérieuse de réduire les émissions totales de gaz à effet de serre du transport maritime international. La stratégie est pleinement conforme aux objectifs de l'Accord de Paris en matière de température⁴ et fixe un objectif clair de réduction d'au moins 50% d'ici 2050 par rapport aux niveaux de 2008.

1.2 La Convention MARPOL

La **convention MARPOL** (MARitime POLLution 73-78) est la principale référence réglementaire internationale en matière de prévention de la pollution marine résultant tant de l'activité opérationnelle normale des navires que d'événements exceptionnels tels que le déversement d'hydrocarbures en mer.

La convention MARPOL, qui est entrée en vigueur le 2 octobre 1983, est une combinaison de 2 traités internationaux:

- La Convention de 1973, qui a intégré la précédente Convention internationale pour la prévention de la pollution des eaux marines par les hydrocarbures (OILPOL), signée à Londres le 12 mai 1954;
- le protocole de 1978, qui a été signé lors de la conférence TSPP (Tanker Safety Pollution Prevention) organisée suite aux catastrophes environnementales causées par les pétroliers en 1975-78.

Tous les navires battant le pavillon des pays signataires de la convention et construits après son entrée en vigueur sont soumis à ses exigences, où qu'ils naviguent, et chaque pays membre est responsable des navires enregistrés dans ses ports.

MARPOL comprend 20 articles (dispositions générales, définitions, inspections, champ d'application) et 6 annexes techniques (Tableau 1). Outre les règles de prévention de la pollution par diverses substances, les annexes établissent l'existence de zones spéciales dans lesquelles, en raison de leurs caractéristiques (faible circulation, mers fermées, etc.), l'application de méthodes obligatoires pour prévenir la pollution est requise.

Un État partie à la Convention MARPOL accepte les normes des annexes I et II, tandis que les normes des annexes III, IV, V et VI sont volontaires.

⁴ Dans le cadre de l'accord de Paris, les transports devront jouer un rôle important dans cette transition vers un nouveau monde entièrement décarboné. L'accord constitue un plan d'action visant à limiter le réchauffement de la planète à moins de 2°C et prend l'engagement ferme de ramener cette limite au seuil de 1,5°C.

Annexe	Titre	Année
I	Normes relatives à la pollution par les huiles minérales	2.10.1982
II	Règlement relatif à la prévention de la pollution par les substances liquides nocives transportées en vrac	6.04.1987
III	Normes pour la prévention de la pollution par les substances nocives transportées en colis	1.07.1992
IV	Règles pour la prévention de la pollution par les eaux usées des navires	23.09.2003
V	Règlement relatif à la prévention de la pollution par les déchets solides rejetés par les navires;	31.12.1988
VI	Normes pour la prévention de la pollution de l'air par les SOx et NOx provenant des échappements de moteurs	19.05.2005

Tableau 1 - Annexes MARPOL 73/78

En particulier, l'Annexe VI traite de la pollution atmosphérique provenant des moteurs des navires.

Voici un bref aperçu des annexes de la Convention MARPOL:

- **Annexe I** - Règles pour la prévention de la pollution par les hydrocarbures (en vigueur depuis le 2 octobre 1983). Elle régit la prévention de la pollution par les produits pétroliers due à des activités opérationnelles ou à des événements exceptionnels. En 1992, des modifications ont été apportées à l'annexe I, imposant aux nouveaux pétroliers d'avoir une double coque et aux pétroliers existants de faire l'objet d'un plan de modernisation, qui a ensuite été révisé en 2001 et 2003.
- **Annexe II** - Règlement sur la lutte contre la pollution par les substances liquides nocives en vrac (en vigueur le 2 octobre 1983). Prévoit des critères, en termes de conditions et de concentrations, pour les déversements afin de lutter contre la pollution par des substances liquides nocives transportées en vrac; en tout état de cause, le rejet de résidus contenant des substances nocives n'est pas autorisé à moins de 12 miles de la terre la plus proche.
- **Annexe III** - Règlement relatif à la prévention de la pollution par les substances dangereuses transportées par mer sous forme conditionnée (en vigueur depuis le

1er juillet 1992). Il contient les exigences générales pour l'établissement de normes en termes d'emballage, de classification, de documentation, d'arrimage, de quantités autorisées, d'exceptions et de notifications en ce qui concerne les substances qui sont identifiées comme des polluants marins par le Code maritime international des substances dangereuses (Code IMDG).

- **Annexe IV** - Règles pour la prévention de la pollution par les eaux usées rejetées par les navires (en vigueur depuis 2003). Elle contient les indications pour le contrôle de la pollution par les eaux usées; le rejet des eaux usées dans la mer est interdit, sauf si le navire est équipé d'un système de traitement des eaux usées ou en cas de rejet d'eaux usées désinfectées par des installations dédiées et à une distance de trois milles nautiques de la terre la plus proche; en cas d'eaux usées non désinfectées, cette distance doit être d'au moins 12 milles nautiques.
- **Annexe V** - Règles pour la prévention de la pollution par les déchets solides rejetés par les navires (en vigueur depuis 1988). Définit des distances et des méthodes d'élimination spécifiques pour les différents types de déchets; impose une interdiction absolue de l'élimination de toutes les formes de plastique en mer.
- **L'annexe VI**⁵ joue un rôle central dans la réglementation internationale sur le confinement et la prévention de la pollution atmosphérique par les navires; elle a été adoptée par le protocole de 1997 et est entrée en vigueur le 19 mai 2005, douze mois après sa ratification par au moins 15 États représentant au moins 50% de la jauge brute mondiale.

Compte tenu de l'objet des lignes directrices, l'annexe VI est décrite plus en détail dans le paragraphe suivant.

1.2.1 Annexe VI de la Convention Marpol

L'annexe VI traite de la pollution de l'air par les moteurs des navires et s'applique aux navires dont le pays du pavillon a ratifié le protocole de 1997 et aux navires battant le pavillon de pays non signataires mais opérant dans les eaux relevant de la juridiction de pays signataires du protocole. Plus précisément, elle s'applique à tous les navires d'une jauge brute égale ou supérieure à 400 tonneaux, qui doivent être munis d'un certificat international de prévention de la pollution atmosphérique (certificat IAPP)⁶.

⁵ Aux fins du présent rapport, l'édition 2017 de "Marpol Annex VI and NTC 2008 with Guidelines for implementation" a été utilisée.

⁶ Les navires de moins de 400 tonnes doivent toujours respecter la législation applicable, mais dans leur cas, l'administration peut établir des mesures appropriées pour garantir le respect de l'annexe VI.

Les émissions qui sont réglementées sont:

- des substances qui affectent la couche d'ozone dans l'atmosphère (réfrigérant et/ou gaz anti-incendie);
- les oxydes de soufre (SOx) et les oxydes d'azote (NOx) dans les gaz d'échappement des moteurs à combustion interne;
- les composés organiques volatils (VOC)
- de la zone de chargement des pétroliers;
- provenant des incinérateurs.

En juillet 2005, deux mois après son entrée en vigueur, l'annexe VI a été réexaminée par le MEPC afin d'analyser et de définir des stratégies et des limites pour réduire davantage les émissions et améliorer les systèmes opérationnels en même temps, étant donné que le volume du trafic maritime augmentait progressivement et que, d'autre part, le secteur industriel terrestre faisait des efforts pour réduire ses émissions.

Ce processus de révision a conduit à la définition d'une série d'amendements, adoptés en octobre 2008 avec la résolution MEPC.176, qui sont entrés en vigueur le 1er juillet 2010, concernant les émissions de NOx et de SOx (règles 13 et 14 mises à jour) et les substances appauvrissant la couche d'ozone (règle 12 mise à jour).

En outre, conformément aux déclarations de l'IMO sur l'évolution continue de l'objectif de l'annexe VI, 2 nouveaux chapitres ont été adoptés en 2011: le chapitre 4 "Exigences en matière d'efficacité énergétique des navires", qui introduit des mesures obligatoires d'efficacité énergétique pour réduire les émissions de gaz à effet de serre des navires, et le chapitre 5 "Vérification de la conformité aux dispositions de la présente annexe".

Comme nous l'avons déjà mentionné, l'annexe VI de la convention MARPOL est la référence réglementaire internationale pour les limites contraignantes des émissions de soufre et d'azote des navires et introduit la définition de zones de contrôle des émissions pour l'azote (zone NECA) et le soufre (zone SECA).

Dans les zones ECA (Figure 2) les paramètres suivants devraient être respectés:

- Zone de la mer Baltique telle que définie à l'annexe I de la convention MARPOL (SOx uniquement);
- Zone de la mer du Nord telle que définie à l'annexe V de MARPOL (SOx uniquement);
- Zone nord-américaine: telle que définie dans l'appendice VII de l'annexe VI de la convention MARPOL (SOx, NOx et PM);

- Zone de la mer des Caraïbes des États-Unis telle que définie dans l'appendice VII de l'annexe VI de MARPOL (SOx, NOx et PM).



Figure 2 - Organisation maritime internationale: zones de contrôle des émissions de la carte mondiale (Source: Safety4sea.com)

Les principales règles et réglementations concernant les émissions prévues à l'annexe VI sont détaillées dans la règle 12 "Substances qui appauvrissent la couche d'ozone", la règle 13 "Oxydes d'azote (NOx)" et la règle 14 "Oxydes de soufre (SOx)", où des limites contraignantes sont définies en détail en fonction des caractéristiques des moteurs (puissance, n= tours de moteur) et de la date de construction du navire en question.

C'est pourquoi nous allons nous concentrer sur cette question.

Règlement 12 "Substances appauvrissant la couche d'ozone".

Le rejet délibéré de substances appauvrissant la couche d'ozone est interdit en ce qui concerne les navires visés à l'annexe VI. Les nouvelles installations contenant des substances appauvrissant la couche d'ozone sont interdites sur tous les navires. Les installations contenant des HCFC⁷ sont interdites sur les navires construits à partir du 1er janvier 2020.

Règlement 13 "Oxydes d'azote (NOx)".

Elle s'applique aux moteurs diesel d'une puissance supérieure à 130 kW, une distinction étant faite entre les moteurs installés sur des navires construits le 1er janvier 2000 ou après cette date ("post 2000") et ceux installés avant cette date.

⁷ Hydrochlorofluorocarbone (HCFC)

En ce qui concerne les normes d'émission, trois niveaux différents ont été définis.

Pour la catégorie de **moteurs "post 2000"**, en plus des limites déjà fixées par la norme précédente, appelée TIER I, une réduction supplémentaire d'environ 20% a été établie à partir du 1er janvier 2011 (TIER II).

En outre, pour les zones NECA, les valeurs limites baissent encore (TIER III) à partir du 1er janvier 2016, ce qui permet un petit nombre d'exceptions telles que: "Moteurs diesel d'urgence et moteurs installés sur des navires qui ne font que des voyages dans des eaux sous juridiction de l'État pour lequel le navire a le droit de battre pavillon, pourvu que ces moteurs soient soumis à des mesures alternatives de contrôle de NOx approuvées par l'Administration"

LIMITES POUR LES OXYDES D'AZOTE (NO _x)			
Moteurs installés sur des navires construits à partir du 1 ^{er} janvier 2000			
	1/1/2000-31/12/2010	1/1/2011-31/12/2015	À partir du 01/01/2016
À l'extérieur de NECA	TIER I		TIER II
À l'intérieur de NECA	N.D.		TIER III

Tableau 2 - Résumé des limites de NOx Annexe VI Convention MARPOL

Où:

TIER I	TIER II	TIER III
<ul style="list-style-type: none"> • 17 g/kWh pour valeurs de n <130 • 45 · n^(-0,2) g/kWh pour 130 ≤ n < 2000 • 9,8 g/kWh pour valeurs de n ≥ 2000 	<ul style="list-style-type: none"> • 14,4 g/kWh pour valeurs de n <130 • 44 · n^(-0,23) g/kWh pour 130 ≤ n < 2000 • 7,7 g/kWh pour valeurs de n ≥ 2000 	<ul style="list-style-type: none"> • 3,4 g/kWh pour valeurs de n <130 • 9 · n^(-0,2) g/kWh pour 130 ≤ n < 2000 • 2,0 g/kWh pour valeurs de n ≥ 2000
n = tours du moteur		

Tableau 3 - Détails des valeurs limites de NOx pour les niveaux TIER I, TIER II et TIER III

Aux fins de la règle 13, par zones NECA on entend:

- Zone nord-américaine (coordonnées détaillées dans l'appendice VII "Zones de contrôle des émissions" de l'annexe VI);
- Zone de la mer des Caraïbes des États-Unis (coordonnées détaillées dans l'appendice VII "Zones de contrôle des émissions" de l'annexe VI);
- Toute autre zone, y compris les zones portuaires, identifiée par l'Organisation conformément aux critères énoncés à l'appendice III "Critères et procédures pour la désignation proposée de zones de contrôle des émissions" de l'annexe VI).

À ce jour, la zone de l'Amérique du Nord, y compris la zone maritime au large de la côte Pacifique des États-Unis et du Canada, et la zone de la mer des Caraïbes des États-Unis ont été incluses par la résolution MEPC.190(60) de l'IMO comme zones NECA, avec une date d'entrée en vigueur du 1er août 2012. En outre, l'IMO a désigné la mer du Nord et la mer Baltique comme zones de contrôle des émissions de NOx (NECA) à partir du 1er janvier 2021. L'impact sur les navires traversant ces zones de contrôle des émissions de NOx est important, car ils devront se conformer à des normes d'émission de moteur strictes et obligatoires ou à des technologies équivalentes de réduction des émissions de NOx pour atteindre les niveaux d'émission de niveau III, qui visent une réduction de 70% des émissions par rapport aux limites d'émission de NOx correspondantes du niveau II.

En dehors de la zone NECA, les limites de niveau II s'appliquent.

Pour les **moteurs de la catégorie "pré 2000"**, notamment ceux installés entre le 1er janvier 1990 et le 31 décembre 1999, d'une puissance supérieure à 5000 kW et d'une cylindrée unitaire supérieure à 90 litres, la norme impose le respect des valeurs de niveau I, mais sous réserve des conditions suivantes:

- l'existence d'un système de mise à niveau certifié par une administration;
- la disponibilité d'un tel système sur le marché;
- bon rapport qualité-prix.

Le passage du navire aux valeurs du niveau I doit être effectué dans les 12 mois suivant la dernière inspection après que les conditions ci-dessus ont été remplies.

Règlement 14 "Oxydes de soufre (SOx)

Les contrôles des émissions de SOx et de particules s'appliquent à tous les systèmes et dispositifs embarqués de combustion du fioul et comprennent donc aussi bien les moteurs principaux que les moteurs auxiliaires et d'autres produits tels que les chaudières et les générateurs de gaz inerte. Ces contrôles sont divisés entre ceux qui sont applicables à l'intérieur des SECA, qui sont établis pour limiter les émissions de SOx et de particules, et ceux qui sont applicables à l'extérieur des SECA, qui limitent la teneur maximale en soufre des fiouls qui sont chargés, avitaillés et ensuite utilisés à bord. La teneur en soufre du fioul utilisé à bord des navires ne doit pas dépasser les limites suivantes:

- 4,50% m/m avant le 1er janvier 2012
- 3,50% m/m à partir du 1er janvier 2012
- 0,50% m/m à partir du 1er janvier 2020

Si les navires sont exploités dans une zone SECA, la teneur en soufre du fioul utilisé à bord des navires ne doit pas dépasser les limites suivantes:

- 1,50% m/m avant le 1er juillet 2010
- 1,00% m/m à partir du 1er juillet 2010
- 0,10% m/m à partir du 1er janvier 2015

Les zones SECA sont définies comme suit:

- Région de la mer Baltique et de la mer du Nord;
- Zone nord-américaine (coordonnées détaillées dans l'appendice VII "Zones de contrôle des émissions" de l'annexe VI);
- Zone de la mer des Caraïbes des États-Unis (coordonnées détaillées dans l'appendice VII "Zones de contrôle des émissions" de l'annexe VI);
- Toute autre zone, y compris les zones portuaires, identifiée par l'Organisation conformément aux critères énoncés à l'appendice III "Critères et procédures pour la désignation proposée de zones de contrôle des émissions" de l'annexe VI).

En outre, la désignation de nouvelles zones SECA en Méditerranée figure en bonne place sur la liste des priorités. Le bassin méditerranéen semi-fermé est, en effet, une zone sensible en termes d'environnement marin et de biodiversité.

LIMITES DES OXYDES DE SOUFRE (SO _x)					
	1/1/2008-30/6/2010	1/7/2010-31/12/2011	1/1/2012-31/12/2014	1/1/2015-31/12/2019	À partir du 01/01/2020
À l'extérieur de SECA	4,5% (Contenu de soufre dans le combustible)		3,5%		0,5%
À l'intérieur de SECA	1,5%	1%		0,1%	

Tableau 4 - Synthèse des limites des SOx Annexe VI Convention MARPOL

Ces limites sont très restrictives et, outre le coût très élevé de la production de ces carburants à faible teneur en soufre, l'industrie pétrolière a déjà exprimé des doutes quant à sa capacité à fournir des quantités suffisantes de fioul BTZ aux dates susmentionnées pour répondre aux besoins du transport maritime. C'est pourquoi l'IMO a créé un groupe d'experts chargé d'évaluer la faisabilité du nouveau règlement 14, en particulier l'exigence de 0,5%.

À ce stade, il est important de souligner ce qui est expressément indiqué dans la règle 4, qui permet aux administrations des États signataires de la convention d'autoriser l'utilisation de tout type de matériaux, d'installations, d'équipements, de procédures et de combustibles

de substitution, pour autant qu'ils soient efficaces en termes de réduction des émissions au moins autant que les normes contenues dans les différentes règles de l'annexe VI.

Le résultat de cette possibilité, soumise aux principes d'efficacité et de rentabilité, est notamment deux dispositifs possibles de réduction des émissions, la **SCR (Selective Catalytic Reduction)** pour les NOx, et les **laveurs** pour les SOx, compte tenu également de la nécessité de travailler sur les moteurs existants.

1.3 Les codes IGF et IGG

Toujours en ce qui concerne les thèmes de la pollution atmosphérique liée aux combustibles marins, la production documentaire de l'IMO ne se limite pas à la Convention MARPOL déjà mentionnée.

Récemment, en effet, nous soulignons l'adoption par les pays membres de l'IMO du code **IGF**, un code international de sécurité pour les navires fonctionnant au gaz ou avec d'autres combustibles à faible point d'éclair, qui, révisé par MSC.391(95), est entré en vigueur le 1er janvier 2017. L'objet du code est de fournir des critères obligatoires pour la disposition et l'installation des machines, du matériel et des systèmes des navires fonctionnant au gaz ou avec d'autres combustibles à faible point d'éclair, afin de réduire au minimum les risques pour le navire, l'équipage et l'environnement.

La version actuelle du Code comprend des réglementations visant à satisfaire aux exigences fonctionnelles pour le carburant à base de gaz naturel; des réglementations pour d'autres carburants à faible point d'éclair sont en cours d'élaboration par l'IMO.

Le Code **IGC**, Code international sur la construction et l'équipement des navires transportant des gaz liquéfiés en vrac, tel que révisé en 2016 (Règlement sur les navires-citernes), constitue une norme internationale pour le transport en toute sécurité des gaz liquéfiés et des autres substances énumérées au chapitre 19. Compte tenu des produits transportés, elle définit les normes de conception et de construction des navires concernés et l'équipement qui doit être transporté pour minimiser les risques pour le navire, son équipage et l'environnement.

1.4 SOLAS Convention internationale pour la sauvegarde de la vie humaine en mer

Les modifications apportées à la Convention internationale pour la sauvegarde de la vie humaine en mer (SOLAS) obligent les nouveaux navires à utiliser des gaz ou d'autres combustibles faiblement inflammables pour satisfaire aux exigences du code IGF, qui contient des dispositions obligatoires concernant la disposition, l'installation, le contrôle et la surveillance des machines, du matériel et des systèmes utilisant des combustibles faiblement inflammables, en se concentrant principalement sur le gaz naturel liquéfié (GNL).

Plus précisément, en ce qui concerne le chapitre II-1 de la convention SOLAS sur la construction/structure, le compartimentage et la stabilité, les machines et les installations électriques:

- La partie F Conception et dispositions alternatives a été modifiée pour fournir une méthode de conception alternative et des dispositions pour les machines, les systèmes électriques et les systèmes de stockage et de distribution de carburant à faible point d'éclair.
- Une nouvelle partie G a été ajoutée pour les navires utilisant des carburants à faible point d'éclair; il s'agit de nouvelles réglementations qui exigent que les exigences du Code IGF soient respectées par les navires construits après leur entrée en vigueur le 1er janvier 2017.

1.5 SIGTTO - Society of International Gas Tanker and Terminal Operators Ltd.

SIGTTO a publié des directives régissant les opérations de transfert STS pour les navires alimentés au GNL amarrés au quai ou à la darse, ou le long d'un méthanier. Le guide est également une bonne référence pour déterminer les règles et procédures relatives aux opérations de transfert entre les navires offshore et les navires de regazéification du GNL ou les navires de circulation, de stockage et de déchargement du GNL. Enfin, elle peut avoir un impact important sur le développement de procédures d'urgence pendant que les opérations de transfert STS sont en cours.

Les conditions préalables pour les navires alimentés au GNL sont de répondre aux exigences du code IGF, et pour les méthaniers, de répondre aux exigences du code IGC.

1.6 SGMF - The Society for Gas as a Marine Fuel

Fondée en 2013, la SGMF est une organisation dirigée par l'industrie dont les origines remontent au conseil d'administration de la Society of International Gas Tanker and Terminal Operators (SIGTTO).

Le SGMF concentre ses efforts sur l'utilisation sûre du gaz comme carburant marin. Son principal objectif est de fournir à l'industrie des conseils issus de l'expérience et des connaissances de ses membres. Les domaines auxquels la SGMF offre sa contribution sont les questions techniques, de sécurité environnementale, de formation, de compétence, de quantité et de qualité du gaz dans le contexte des meilleures pratiques sur l'utilisation du gaz comme carburant marin.

Étant donné que le GNL présente des caractéristiques différentes de celles des autres combustibles marins, il est essentiel que ses propriétés soient bien comprises pour garantir des niveaux élevés de sécurité lors des opérations de soutage. Un certain nombre de lignes directrices et de publications fournissent aux parties prenantes un point de référence.

Vous trouverez ci-dessous une liste de références à ce que la SGMF a produit sur le sujet.

Le gaz comme combustible marin - Guide d'introduction version 3.0

Le gaz naturel en tant que combustible démontre sa valeur en tant que solution de rechange adaptée aux combustibles fossiles classiques, car il respecte la législation sur les émissions de polluants atmosphériques, tels que les oxydes d'azote (NOx) et les oxydes de soufre (SOx), tout en réduisant l'impact en carbone des opérations des navires. Des directives techniques et commerciales sont fournies dans le document afin d'aider au développement émergent de l'industrie du gaz en tant que combustible, ce qui met la question de la sécurité au premier plan de la discussion.

Directives contractuelles - Quantité et qualité

Cette publication décrit les variables qui doivent être mesurées pour les principaux types de moteurs marins, tout en proposant des techniques de précision et de vérifiabilité dans le contexte des mesures de quantité et de qualité du GNL.

Directives de sécurité - Avitaillement Version 2.0

Réalisés en collaboration avec l'IACS, ils fournissent des conseils à toutes les parties directement concernées par le soutage des navires de gaz naturel liquéfié (GNL). Ils visent à garantir un niveau élevé de sécurité à tout moment, avant, pendant et après le processus de soutage, afin d'élaborer une ligne directrice commune, complète et à long terme et de sensibiliser aux risques du GNL.

Avitaillement des navires en GNL - Lignes directrices pour l'évaluation et les compétences 2.0

Il s'agit de lignes directrices qui peuvent être utilisées par tout individu, organisation ou autorité de part et d'autre du processus de transfert pour identifier le niveau de compréhension et les compétences.

Opérations simultanées (SIMOPS) pendant le soutage du GNL

Les opérations simultanées (SIMOPS) se produisent lorsque deux ou plusieurs activités potentiellement conflictuelles sont réalisées au même endroit et au même moment. Les SIMOPS peuvent inclure aussi bien des activités régulières, comme le chargement de marchandises ou de passagers, que des événements imprévus et peuvent affecter le navire récepteur et la zone environnante. Les rôles et responsabilités des personnes impliquées dans le processus d'avitaillement sont essentiels pour appliquer le SIMOPS de manière sûre et efficace. Il s'agit essentiellement d'un outil d'évaluation basé sur les risques qui peut être utilisé à n'importe quel endroit et pour n'importe quelle disposition du processus de soutage.

Recommandation de zones contrôlées pendant le soutage du GNL

Cette publication aide à déterminer l'emplacement et la taille des zones contrôlées autour des équipements de soutage.

Dispositions relatives aux collecteurs pour les navires alimentés au gaz

L'intention est d'aligner l'industrie par une pratique commune en ce qui concerne les dispositions relatives aux collecteurs installés à bord des navires alimentés au gaz.

1.7 OIT Organisation internationale du travail

L'élément humain est fondamental pour la sécurité et le succès des opérations de soutage. Les modifications apportées à la Convention internationale sur les normes de formation des gens de mer, de délivrance des brevets et de veille (STCW) et au **code STCW** comprennent de nouvelles exigences minimales obligatoires pour la formation et la qualification des capitaines, des officiers et des autres membres du personnel des navires soumis au code IGF. Cela ajoutera un élément supplémentaire à la création d'une chaîne

d'approvisionnement et d'opérations de soutage du GNL robustes où les risques auront été atténués.

1.8 USCG Garde côtière des États-Unis

La Garde côtière américaine a publié des directives (USC NVIC No. 01-2011) pour évaluer les opérations simultanées (SIMOPS) pendant le transfert de carburant GNL. La politique de l'USCG traite des questions de sécurité associées aux opérations simultanées pendant le transfert de carburant GNL dans les zones côtières. La planification et la notification préalables des SIMOPS sont les éléments clés de cette politique.

1.9 Association internationale des ports ("IAPH")

L'Association internationale des ports (IAPH) a publié une norme internationale pour le soutage du GNL, intitulée "The IAPH Audit Tool for Bunkering Plant Operators (IAT-LNG)". La valeur ajoutée de l'IAT-LNG réside dans le fait qu'elle aidera les autorités portuaires dans leur processus de décision lors de la délivrance de licences pour l'exploitation d'installations de soutage de GNL dans la zone portuaire.

L'outil garantit que les responsabilités de l'exploitant de l'installation de soutage en matière d'opérations sûres et durables sont clairement définies à un stade précoce. Cela permet de se concentrer davantage sur l'organisation des opérations de soutage du GNL.

En outre, l'outil d'audit peut également servir de référentiel central pour les normes, directives et meilleures pratiques internationales, telles que celles de l'Organisation internationale de normalisation (ISO), de la Society of Gas as Marine Fuel (SGMF) et de l'Association internationale des sociétés de classification (IACS), dans le contexte des opérations de soutage du GNL dans le port.

1.10 Société de classification

En fonction des exigences des sociétés de classification individuelles, telles que publiées dans leurs règles et lignes directrices, la conception des navires devra très probablement être soumise à un processus de conception fondé sur le risque. La plupart des directives, élaborées par ces sociétés de classification pour l'utilisation du gaz comme combustible marin, sont basées sur les "Directives provisoires sur l'installation en toute sécurité de moteurs à gaz naturel dans les navires MSC.285(86)" avec des exigences supplémentaires spécifiques à chaque classe. Comme la norme MSC.285(86), ces règles de classe fournissent des orientations pour la conception, la construction et l'exploitation des navires fonctionnant au gaz naturel et ne sont pas juridiquement contraignantes.

Les règles existantes de l'IACS concernant les classes de membres sont fondées sur les directives provisoires MSC.285(86). Ainsi, la plupart des entreprises ont mis à jour et finalisé les règles et règlements pertinents, dont les dernières versions remontent à 2018.

No	Name of Class	Class short sign	First publication	Title of Guideline
1	American Bureau of Shipping	ABS	May 2011	Guide for propulsion and auxiliary systems for gas-fuelled ships
2	Bureau Veritas	BV	May 2011	Safety rules for gas-fuelled engine installations in ships; Rule note NR 529 DT R01 E
3	China Classification Society	CCS	-	-
4	Croatian Register of Shipping	CRS	-	-
5	Det Norske Veritas	DNV	Oct. 2010	Gas-fuelled engine installations
6	Germanischer Lloyd	GL	May 2010	Guidelines for the use of gas as fuel for ships
7	Indian Register of Shipping	IRCLASS	-	-
8	Korean Register of Shipping	KR	July 2012	Guidance for gas-fuelled ships
9	Lloyds Register	LR	July 2012	Rules and regulations for the classification of natural gas-fuelled ships
10	Nippon Kaiji Kyokai	NK	February 2012	Guidelines for the issuance of ship fuel gas
11	Polish Register of Shipping	PRS	July 2012	Guidelines on safety for natural gas-fuelled engine installations in ships; publication No. 88/P
12	Italian Register	RINA	June 2011	Rules for the classification of ships, Amendments to part C, Chapter 1: New Appendix 7 – Gas-fuelled ships
13	Russian Maritime Register of Shipping	RS	-	-

Tableau 5 - Règles de classe existantes des membres de l'IACS

1.11 Normes britanniques

Les normes britanniques fournissent des spécifications pour les assemblages de tuyaux métalliques pour le gaz de pétrole liquéfié et le GNL BS 4089:1999.

Tous les tuyaux doivent être compatibles avec le produit, les températures et les pressions et une protection contre la surpression doit être prévue. Tous les tubes doivent être fabriqués selon une norme de conception appropriée.

En outre, les normes britanniques fournissent des exigences de conception, de construction, de type, de fabrication et de marquage pour les tuyaux cryogéniques non isolants utilisés pour le transfert de fluides cryogéniques dans une gamme spécifique de conditions de fonctionnement.

2 La stratégie Europe 2020

Dans le cadre de la stratégie Europe 2020, l'Union européenne a fixé des objectifs pour une utilisation plus efficace des ressources et de l'énergie afin de relever les défis sociétaux, tels que le changement climatique, et de renforcer la compétitivité. Un objectif de réduction des gaz à effet de serre de 60% d'ici à 2050 a été fixé pour les transports, ainsi qu'une stratégie européenne pour les carburants de substitution "Une énergie propre pour l'Europe" visant à remplacer progressivement le pétrole par des carburants de substitution et à construire les infrastructures nécessaires qui pourraient permettre de réaliser des économies sur les importations de pétrole de 4,2 milliards d'euros par an en 2020 et de 9,3 milliards d'euros par an en 2030, auxquelles s'ajouterait un milliard d'euros par an grâce à l'atténuation des hausses de prix.

L'Union européenne, sans accorder de préférence à aucun d'entre eux, a établi une combinaison complète de carburants alternatifs, dont l'électricité, le gaz naturel tel que le gaz naturel liquéfié (GNL) ou le gaz naturel comprimé (GNC) et l'hydrogène. La stratégie a été adoptée le 25 février 2015 par le COM/2015/080 final et représente largement la vision de la Commission pour les secteurs de la mobilité sans émissions.

Le droit de légiférer de l'Union européenne est sous-tendu par le principe de subsidiarité. Conformément à l'article 5, paragraphe 3, du traité sur l'Union européenne (TUE), le principe de subsidiarité s'applique dans les domaines où l'UE n'a pas de compétence exclusive. Ce principe définit les circonstances dans lesquelles il est préférable que l'action soit entreprise par l'UE plutôt que par les États membres.

Le mérite du principe de subsidiarité est de garantir des processus décisionnels stricts lorsque les objectifs d'une action ne peuvent pas être réalisés de manière suffisante par les États membres, mais peuvent être mieux réalisés au niveau de l'UE "en raison des dimensions et des effets de l'action envisagée".

Compte tenu de la faible participation au protocole de Kyoto et de l'absence d'accord à Copenhague en 2009, l'UE a contribué, avec l'accord de Paris, à la constitution d'une coalition de pays développés et en développement déterminés à éviter un changement climatique dangereux en limitant le réchauffement de la planète à un niveau bien inférieur à 2°C et en poursuivant les efforts pour le limiter à 1,5°C. La contribution déterminée au niveau national (CDN) de l'UE dans le cadre de l'accord de Paris consiste à réduire les émissions de gaz à effet de serre d'au moins 40% d'ici à 2030 par rapport à 1990. Cette dernière est une obligation et s'inscrit dans le contexte du cadre climatique et énergétique 2030 de l'UE. Les instruments législatifs qui sont jugés nécessaires pour atteindre les objectifs ci-dessus ont déjà été adoptés depuis 2018.

En vue des objectifs à long terme s'étendant jusqu'en 2050, l'UE s'est engagée à réduire les émissions de gaz à effet de serre de 80 à 95% par rapport aux niveaux de 1990. La

feuille de route énergétique de l'UE pour 2050 définit une voie de transition vers la nouvelle ère énergétique, qui sera compatible avec la réduction des GHG tout en assurant la sécurité énergétique de la chaîne d'approvisionnement.

En 2011, la Commission européenne a adopté le **livre blanc** "Feuille de route pour un espace européen unique des transports - Vers un système de transport compétitif et économe en ressources" qui, en identifiant une vision à l'horizon 2050 pour un secteur des transports compétitif et économe en ressources, fixe les objectifs suivants:

- une réduction d'au moins 40% des émissions dues au transport maritime;
- Un transfert de 50% des transports interurbains de passagers et de marchandises à moyenne distance de la route vers le rail et la voie d'eau.

En 2012, la **directive 2012/33/UE** du Parlement européen et du Conseil modifie la directive 1999/32/CE du Conseil en ce qui concerne la teneur en soufre des combustibles marins. Elle impose l'utilisation de combustibles marins d'une teneur maximale en soufre de 0,1% dans les ports européens à quai, ou une méthode équivalente pour atteindre les normes d'émission requises, notamment par l'utilisation de combustibles de substitution tels que le gaz naturel ou l'utilisation de technologies de réduction, c'est-à-dire d'épurateurs.

En 2016, les ministres méditerranéens ont adopté la déclaration d'Athènes, dans laquelle ils se sont engagés à mettre en œuvre les instruments, programmes, plans d'action et lignes directrices adoptés par la Conférence des Parties (COP19) à la Convention de Barcelone. La convention de Barcelone et ses protocoles constituent un cadre juridique dont le suivi est assuré par le plan d'action pour la Méditerranée des États-Unis et qui vise, entre autres objectifs, à prévenir la pollution causée par le transport maritime.

La nécessité d'agir également sur les émissions maritimes est réaffirmée par la **directive 2018/410/UE** du Parlement européen et du Conseil, modifiant la directive relative au système d'échange de quotas d'émission de l'UE (ETS).

2.1 Politiques européennes visant à réduire la teneur en soufre

La réduction de la teneur en soufre des combustibles liquides est une question d'une importance considérable pour les politiques européennes depuis 1975 (directive 75/716/CEE), étant donné l'impact significatif sur la santé publique et l'environnement naturel, ainsi que les difficultés rencontrées par les compagnies pétrolières, qui étaient obligées de modifier les produits en fonction de l'État membre auquel ils étaient destinés.

La Commission européenne, lors des révisions ultérieures des règlements, a étendu le champ d'application et réduit les limites supérieures, en s'adaptant parallèlement aux

dispositions des règlements internationaux et notamment de la Convention MARPOL (annexe VI).

2.1.1 Directive (UE) 2016/802 - Directive sur le soufre

La dernière **directive (UE) 2016/802** est une codification de la législation relative à la réduction de la teneur en soufre de certains combustibles liquides et fixe la teneur maximale en soufre autorisée pour le fioul lourd, le gazole, le gazole marin et le diesel marin utilisés dans l'Union.

La directive fait référence, entre autres, aux considérations suivantes:

- la politique environnementale de l'Union européenne fixe des objectifs pour améliorer les niveaux de qualité de l'air;
- l'utilisation de combustibles marins à forte teneur en soufre contribue à la pollution atmosphérique sous forme de dioxyde de soufre et de particules;
- les avantages de la réduction du soufre l'emportent sur les coûts pour l'industrie et la technologie est bien établie;
- l'annexe VI de la convention MARPOL prévoit des limites différentes pour la teneur en soufre du combustible marin à l'intérieur et à l'extérieur des zones de contrôle des émissions de SO_x (SECA), à mettre en œuvre à des intervalles de temps différents.

La directive souligne la nécessité d'assurer la cohérence avec le droit international, ainsi que la mise en œuvre correcte dans l'Union des nouvelles normes de soufre convenues au niveau international, en garantissant la conformité avec l'annexe VI révisée de la convention MARPOL. Elle souligne également la nécessité d'un régime de contrôle et d'application rigoureux, accompagné d'un système de sanctions efficaces, proportionnées et dissuasives.

La réduction des émissions de dioxyde de soufre, dont l'origine remonte à l'utilisation de certains combustibles liquides dérivés du pétrole, est poursuivie au niveau européen par la définition de nouvelles limites plus strictes de la teneur en soufre de ces combustibles comme condition de leur utilisation sur le territoire, dans les eaux territoriales et les zones économiques exclusives ou dans les zones de contrôle de la pollution des États membres. L'objectif de la directive est de réduire les émissions de dioxyde de soufre résultant de la combustion de certains types de combustibles liquides. La réduction des émissions est obtenue en imposant des limites à la teneur en soufre des combustibles comme condition à leur utilisation sur le territoire, dans les eaux territoriales et les zones économiques exclusives ou dans les zones de lutte contre la pollution des États membres.

Conformément à l'article 3 de la directive susmentionnée, les États membres veillent à ce que les fiouls lourds dont la teneur en soufre dépasse 1,00% en masse ne soient pas utilisés sur leur territoire.

En outre, l'article 4 de la directive fixe la teneur maximale en soufre des gazoles et impose aux États membres de veiller à ce que les gazoles dont la teneur en soufre dépasse 0,10% en masse ne soient pas utilisés sur leur territoire. L'article 5 fixe la teneur maximale en soufre des combustibles à usage maritime et impose aux États membres de veiller à ce que les combustibles à usage maritime ne soient pas utilisés sur leur territoire si leur teneur en soufre dépasse 3,50% en masse.

L'article 6 impose aux États membres de prendre toutes les mesures nécessaires pour que les combustibles marins ne soient pas utilisés dans leurs mers territoriales, leurs zones économiques exclusives et leurs zones de lutte contre la pollution si la teneur en soufre de ces combustibles en masse dépasse celle des combustibles marins:

- a) 3,50% à partir du 18 juin 2014;
- b) 0,50% à partir du 1er janvier 2020.

Les États membres prennent toutes les mesures nécessaires pour que les combustibles marins ne soient pas utilisés dans leurs mers territoriales, leurs zones économiques exclusives et leurs zones de lutte contre la pollution relevant des SECA si la teneur en soufre de ces combustibles en masse dépasse

- a) 1,00% jusqu'au 31 décembre 2014;
- b) 0,10% à partir du 1er janvier 2015.

Les États membres prennent toutes les mesures nécessaires pour que les combustibles marins dont la teneur en soufre dépasse 1,50% en masse ne soient pas utilisés dans leurs mers territoriales, leurs zones économiques exclusives et leurs zones de lutte contre la pollution non couvertes par des SECA, ainsi que par les navires à passagers assurant des services réguliers à destination ou en provenance de ports de l'UE, jusqu'au 1er janvier 2020. Cet article de la directive rend explicite la nécessité de procéder à des mises à jour pour refléter toute modification future de l'annexe VI de la convention MARPOL et engage les États membres à respecter les exigences de la règle 18 de cette annexe concernant la disponibilité et la qualité du carburant.

L'article 7 impose aux États membres de prendre toutes les mesures nécessaires pour que les navires à quai dans les ports de l'Union n'utilisent pas de combustibles marins dont la teneur en soufre dépasse 0,10% en masse, en laissant suffisamment de temps à l'équipage pour effectuer les opérations de changement de combustible nécessaires le plus tôt possible après l'arrivée à quai et le plus tard possible avant le départ.

Le tableau ci-dessous résume ce qui précède.

Combustible	Article	Limites à la teneur en soufre	Exclusions	
FIOWL LOURD	art. 3 - Teneur maximale en soufre du fuel-oil lourd	1% en masse	paragraphes 2 et 3 art. 3	
GAZOLE	art. 4 - Teneur maximale en soufre du gazole	0,1% en masse		
COMBUSTIBLE À USAGE MARITIME	art. 5 - Teneur maximale en soufre du combustible à usage maritime	3,5% en masse	combustibles destinés à l'approvisionnement des navires qui utilisent les méthodes de réduction des émissions visées à l'article 8 avec des systèmes à circuit fermé	
	art. 6 - Teneur maximale en soufre des combustibles à usage maritime utilisés dans les eaux territoriales, dans les zones économiques exclusives et dans les zones de contrôle de la pollution des États membres, y compris les SECA, et par les navires de transport de passagers qui effectuent des services réguliers à destination ou en provenance de ports de l'Union	dans les eaux territoriales, zones économiques exclusives et zones de contrôle de la pollution:	a. 3,50% à partir du 18 juin 2014; b. 0,50% à partir du 1 ^{er} janvier 2020.	limites pour les navires à quai (art. 7)
		dans les eaux territoriales, zones économiques exclusives et zones de contrôle de la pollution qui font partie des SECA:	a. 1,00% jusqu'au 31 décembre 2014; b. 0,10% à partir du 1 ^{er} janvier 2015.	
		dans les eaux territoriales, zones économiques exclusives et zones de contrôle de la pollution non comprises dans les SECA et par les navires de transport de passagers qui réalisent des services réguliers à destination ou en provenance de ports de l'Union:	1,5% en masse jusqu'au 1 ^{er} janvier 2020	
art. 7 - Teneur maximale en soufre des combustibles à usage maritime utilisés par les navires à quai dans les ports de l'Union	0,1% en masse	paragraphe 2 art. 7		

Tableau 6 - Synthèse des limites de la teneur en soufre Directive (UE) 2016/802

Enfin, l'article 8 de la directive prévoit que les États membres peuvent autoriser l'utilisation de méthodes de réduction des émissions par les navires de tous pavillons dans leurs ports, leurs eaux territoriales, leurs zones économiques exclusives et leurs zones de lutte contre la pollution, en remplacement de l'utilisation de combustibles marins conformes aux exigences des articles 6 et 7, à condition que des réductions des émissions d'équivalent dioxyde de soufre soient assurées. En particulier, l'annexe II de la directive (Tableau 7) définit les critères d'utilisation des méthodes de réduction des émissions.

Méthode de réduction des émissions	Critères d'utilisation
Mélange de combustible marin et de gaz d'évaporation	Décision 2010/769/UE de la Commission(1).
Systèmes d'épuration des gaz d'échappement	Résolution MEPC.184(59), adoptée le 17 juillet 2009 « L'eau de lavage issue des systèmes d'épuration des gaz d'échappement qui utilisent des produits chimiques, des additifs, des préparations et des produits chimiques créés sur place », visée au point 10.1.6.1 de la résolution MEPC.184(59), n'est pas rejetée en mer, y compris dans des ports et estuaires clos, s'il n'est pas démontré par l'exploitant du navire que ce rejet d'eau de lavage n'a aucune incidence négative notable et ne pose pas de risques pour la santé humaine et l'environnement. Si le produit chimique utilisé est de la soude caustique, il est suffisant que l'eau de lavage satisfasse aux critères énoncés dans la résolution MEPC.184(59) et que son pH ne soit pas supérieur à 8,0.
Biocarburants	Usage de biocarburants tels que définis par la directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil(2) conformes aux normes CEN et ISO pertinentes. Les mélanges de biocarburants et de combustibles marins sont conformes aux normes de teneur en soufre énoncées à l'article 5, à l'article 6, paragraphes 1, 2 et 5, et à l'article 7 de la présente directive.

1) Décision 2010/769/UE de la Commission du 13 décembre 2010 établissant des critères pour l'utilisation, par les transporteurs de gaz naturel liquéfié, de méthodes techniques en remplacement de l'utilisation de combustibles marins à faible teneur en soufre remplissant les conditions de l'article 4 ter de la directive 1999/32/CE du Conseil concernant une réduction de la teneur en soufre de certains combustibles liquides, modifiée par la directive 2005/33/CE du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne la teneur en soufre des combustibles marins (JO L 328 du 14.12.2010, p. 15). (2) Directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE (JO L 140 du 5.6.2009, p. 16).

Tableau 7 - Critères d'utilisation des méthodes de réduction des émissions (source: directive européenne 2016/802).

La directive définit également les conditions d'approbation des méthodes de réduction des émissions et de leurs essais (articles 9 et 10).

Les pays membres (articles 13 et 18) sont tenus d'adopter des mesures pour vérifier le respect des limites de la teneur en soufre par échantillonnage et d'établir des sanctions applicables aux violations des dispositions nationales. Des mécanismes d'évaluation de la mise en œuvre de la directive et de son réexamen sont envisagés, ainsi que l'attribution à

la Commission européenne du pouvoir d'adopter des actes délégués également aux fins de l'adaptation au progrès technique et scientifique.

2.1.2 *Soutien de l'UE à la mise en œuvre de la directive sur le soufre*

L'Union européenne a mis en place des mécanismes de soutien pour aider les États membres et l'industrie du transport maritime à mettre en œuvre, appliquer et faire respecter la directive sur le soufre.

L'un d'entre eux est le **Forum européen du transport maritime durable** qui, avec le sous-groupe d'experts **ESSF** sur les "émissions atmosphériques des navires", apporte un soutien technique à la mise en œuvre de la directive sur le soufre grâce à la coopération entre les services de la Commission, les experts nationaux et les parties prenantes.

En outre, un large éventail d'**instruments financiers** vise à soutenir l'industrie maritime dans l'adoption de carburants alternatifs respectueux de l'environnement, en termes de recherche et de déploiement.

Le programme **Horizon 2020** vise à faire progresser les technologies par le biais de projets de recherche et d'innovation.

Le **mécanisme "Connecting Europe Facility" (CEF)** finance le développement d'infrastructures respectueuses de l'environnement pour le transport maritime.

Afin de faciliter l'accès de l'industrie du transport maritime au soutien financier des banques commerciales pour le développement de la technologie des navires verts, le programme **Green Shipping Guarantee (GSG)** a été mis en place par le CEF et le Fonds européen pour les investissements stratégiques (EuSEF). Cet instrument est en fait un suivi du travail effectué dans le cadre du Forum européen du transport maritime durable et se concentre sur le soutien de la dette senior et des garanties d'émission. Le programme "Green Shipping Guarantee" dispose de 750 millions d'euros pour des investissements maritimes durables et respectueux de l'environnement qui sont éligibles aux priorités horizontales du CEF et à la politique de prêt de la Banque européenne d'investissement (BEI) en matière de transport, et qui présentent un intérêt européen significatif, c'est-à-dire qu'ils sont exploités sous un pavillon ou un propriétaire européen et couvrent des routes européennes. Cette facilité permet de financer jusqu'à 50% du renouvellement général de la flotte et jusqu'à 100% du financement de l'adaptation des navires aux technologies durables. En 2016, la BEI s'est associée à la Société Générale pour le premier projet de financement de navires, à savoir la construction du premier ferry alimenté au GNL de Brittany Ferries. Pour financer la construction navale, la BEI et la Société Générale ont signé un accord de garantie-cadre de 150 millions d'euros. La BEI a également signé un accord-cadre respectif avec ABN AMRO et ING pour soutenir des investissements visant à rendre la flotte de navires européenne respectueuse de l'environnement. Les accords-cadres de garantie permettent aux

promoteurs de projets respectueux de l'environnement dans le secteur du transport maritime de bénéficier de conditions financières favorables.

La Banque européenne d'investissement gère également l'instrument **européen pour les fonds structurels et d'investissement (FESI)**, et fournit des ressources financières pour des initiatives visant à soutenir l'économie à faible émission de carbone, dans le but de créer des emplois au sein d'un système économique européen sain et écologiquement durable.

Les tâches du **comité des États membres pour la mise en œuvre de la directive sur le soufre** consistent notamment à faire des propositions à l'IMO et à examiner les recommandations des sous-groupes de l'ESSF sur les "émissions atmosphériques des navires". Le comité a un rôle clé à jouer pour assurer une mise en œuvre cohérente et rentable de la directive sur le soufre.

2.1.3 Mise en œuvre de la directive sur le soufre dans l'UE

Conformément à l'article 14 de la **directive (UE) 2016/802**, chaque année, avant le 30 juin, chaque État membre doit soumettre à la Commission un rapport annuel sur le respect de la directive sur le soufre, basé sur les résultats de l'échantillonnage, de l'analyse et des inspections. La Commission a collecté toutes les données des États membres et a soumis le rapport sur la mise en œuvre et la conformité de la directive sur le soufre au Parlement européen en avril 2018.

Pour la période du 01/01/15 au 31/12/17, 28 000 inspections de navires (soit une moyenne d'environ 700 à 900 par mois) ont été enregistrées sur THETIS-EU. Plus de la moitié (environ 16 500) ont été réalisées dans la région de la Baltique et de la mer du Nord.

1 350 cas de non-conformité ont été signalés (tels que les journaux de bord, les procédures de remplacement du carburant, les notes de livraison de soutes incorrectes ou incomplètes, ou le dépassement de la limite maximale de teneur en soufre sur la base de l'analyse d'échantillons de carburant). Quarante-vingt pour cent des cas ont été attribués aux SECA, tandis que le reste était principalement lié à l'utilisation de carburants non conformes pendant l'accostage. Comme l'illustre la Figure 3, de conformité est bon. D'une part, on constate une augmentation significative du nombre total d'inspections, tandis que d'autre part, les cas de non-conformité semblent être stables (ou diminuer par rapport à l'augmentation des inspections).

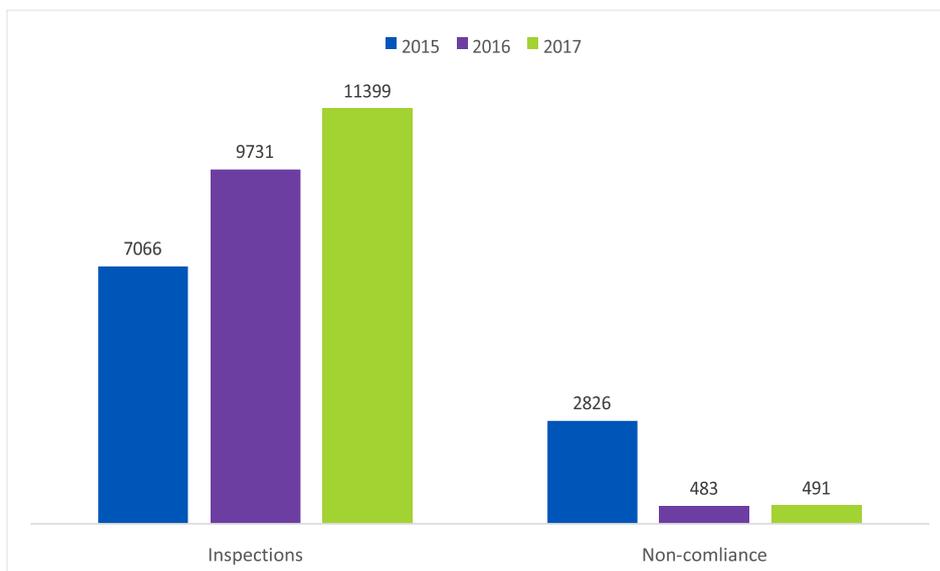


Figure 3 - Inspections vs non-conformité en 2015-2017

2.2 La stratégie énergétique de l'Union européenne et le GNL

Le GNL est un sujet d'intérêt considérable pour les politiques énergétiques de l'Union européenne depuis la communication de la Commission du 24/01/2013 "Énergie propre pour les transports: une stratégie européenne en matière de carburants de substitution".

La communication rappelle que le système de transport européen est fortement dépendant des produits pétroliers et que la réalisation des objectifs de sécurité d'approvisionnement et de décarbonisation du secteur rend indispensable l'utilisation d'une gamme complète de carburants alternatifs à faible teneur en CO₂, capables de répondre aux différents besoins de chaque mode de transport.

Dans ce contexte, qui vise à maintenir la neutralité entre les différentes options technologiques disponibles pour les carburants alternatifs, la Commission européenne identifie le GNL comme "une alternative rentable au diesel dans les activités fluviales (transport, services maritimes et pêche), routières et ferroviaires, car il présente de faibles niveaux d'émissions de polluants et de CO₂ et une meilleure efficacité énergétique".

La communication reconnaît notamment qu'il s'agit d'une "option intéressante" pour permettre aux navires de se conformer aux nouvelles limites de teneur en soufre des combustibles marins et note que les prix du GNL dans l'UE sont nettement inférieurs à ceux du fioul lourd et du gazole marin à faible teneur en soufre.

L'absence d'infrastructures de ravitaillement et de spécifications techniques communes pour les équipements de ravitaillement et les normes de sécurité en matière de ravitaillement est considérée comme un obstacle important au développement du marché.

Avec la **Directive 2014/94/UE** l'Union européenne aborde la question de la mise en œuvre d'une infrastructure pour les carburants alternatifs.

2.2.1 La directive DAFI 2014/94/UE

La directive définit les "alternatives" comme des carburants ou des sources d'énergie qui remplacent au moins en partie les produits pétroliers dans le secteur des transports:

- l'électricité;
- l'hydrogène, les biocarburants;
- les carburants synthétiques et paraffiniques;
- le gaz naturel, y compris le biométhane, sous forme gazeuse (gaz naturel comprimé - GNC) et liquéfiée (gaz naturel liquéfié - GNL);
- le gaz de pétrole liquéfié (GPL).

Un cadre commun de mesures pour la mise en place d'une infrastructure pour ces carburants est établi et en particulier

- des exigences minimales pour la construction d'infrastructures pour les carburants de substitution, à mettre en œuvre dans les cadres politiques nationaux des États membres;
- des spécifications techniques communes pour les points de recharge des véhicules électriques et les points de ravitaillement en gaz naturel (GNL et GNC) et en hydrogène;
- les exigences relatives à l'information des utilisateurs.

Chaque État membre (art. 3) est tenu d'adopter un cadre stratégique national (NPF) pour le développement du marché des carburants de substitution et de leurs infrastructures, en réglementant l'utilisation de spécifications techniques communes pour les stations de recharge et de ravitaillement et en ouvrant la voie à la création d'informations adéquates sur les carburants de substitution à l'intention des consommateurs, y compris une méthode de comparaison des prix claire et solide. En particulier, le CNF doit contenir:

- une analyse de l'état actuel et des développements futurs du marché;
- des objectifs nationaux (à mettre à jour ultérieurement) et des mesures pour la mise en place et la promotion d'une infrastructure pour les carburants de substitution;
- la désignation d'agglomérations urbaines/suburbaines, d'autres zones densément peuplées et de réseaux qui seront équipés de points de recharge accessibles au public et de points de ravitaillement en GNC;

- évaluer la nécessité d'installer des points de ravitaillement en GNL dans les ports situés en dehors du réseau central du TEN-T et de fournir de l'électricité dans les aéroports pour les avions stationnaires.

En ce qui concerne le GNL, tel que défini par la directive DAFI, la feuille de route à suivre par les NPF est la suivante:

- d'ici le 31 décembre 2025, un nombre suffisant de points de ravitaillement en GNL sera construit dans les ports maritimes pour permettre la circulation des bateaux de navigation intérieure ou des navires de mer alimentés au GNL dans le réseau central du réseau transeuropéen de transport (TEN-T),
- d'ici au 31 décembre 2030, un nombre suffisant de points de ravitaillement en GNL sera construit dans les ports intérieurs pour permettre la circulation des bateaux de navigation intérieure ou des navires de mer alimentés au GNL dans le réseau central du TEN-T. Les États membres coopèrent, le cas échéant, avec les États membres voisins pour assurer une couverture adéquate du réseau central du TEN-T,
- d'ici au 31 décembre 2025, un nombre suffisant de points de ravitaillement en GNL accessibles au public sera établi au moins le long du réseau central du TEN-T pour assurer la circulation des véhicules lourds alimentés au GNL dans toute l'Union.

Chaque État membre doit désigner dans son NPF les ports maritimes et intérieurs qui accueilleront les opérations de soutage de GNL. Les points de ravitaillement en GNL comprennent les terminaux GNL, les réservoirs, les systèmes fixes ou mobiles, les installations offshore, les navires-citernes et les barges, qui doivent être correctement coordonnés avec le réseau TEN-T principal. En ce qui concerne les infrastructures de GNL, la décision est fondée sur une analyse coûts-avantages, y compris la prise en compte des avantages environnementaux et des dispositions applicables en matière de sécurité. Un réseau de distribution adéquat entre les stations de stockage et les points de ravitaillement, y compris les installations de chargement des méthaniers, doit également être assuré.

Enfin, la directive vise à exiger l'élaboration de normes appropriées contenant des spécifications techniques détaillées, compatibles avec les réglementations internationales relatives aux points de ravitaillement en GNL pour le transport maritime et fluvial.

Chaque État membre devrait préparer un NPF pour promouvoir le développement du marché des carburants alternatifs dans le secteur des transports. Le NPF devrait inclure une évaluation des développements actuels et futurs en matière de carburants alternatifs; proposer des cibles et des objectifs nationaux pour les infrastructures concernées, qui peuvent être révisés par les États membres individuels, en fonction de la demande nationale, régionale ou européenne; identifier les mesures nécessaires pour garantir que les cibles et les objectifs nationaux sont atteints; et identifier les mesures qui peuvent

promouvoir le déploiement d'infrastructures de carburants alternatifs dans les services de transport public.

	COUVERTURE	TEMPISTICA
Le GNL dans les ports	Ports du réseau principal TEN-T	D'ici la fin de l'année 2025
GNL dans les ports intérieurs	Ports du réseau principal TEN-T	D'ici la fin de l'année 2030
GNL accessible au public	Le long du réseau central TEN-T	D'ici la fin de l'année 2025

Tableau 8 - Schéma de la directive DAFI pour le GNL

La mise en œuvre de la directive est soumise à des mécanismes de contrôle:

DÉLAIS	MÉCANISME	CONTENUS PRINCIPAUX
18/11/2017	La Commission européenne présente au Parlement européen et au Conseil un rapport sur l'évaluation des cadres d'action nationaux	
31/12/2018	La Commission peut adopter un plan d'action pour la mise en œuvre de la stratégie énoncée dans la communication intitulée «Énergie propre et transports: la stratégie européenne en matière de combustibles de substitution»	Le plan d'action vise à parvenir à la plus large utilisation possible des combustibles alternatifs pour les transports, tout en garantissant la neutralité technologique, et à promouvoir une mobilité électrique durable dans toute l'Union.
18/11/2019 (tous les trois ans)	Les États membres soumettent à la Commission un rapport sur la mise en œuvre du cadre d'action national	Le rapport contient la description des mesures prises pour soutenir la mise en place d'une infrastructure pour les combustibles de substitution (mesures législatives, réglementaires, administratives, incitations), le degré de réalisation des objectifs nationaux et la description de l'évolution de l'offre et de la demande d'infrastructure, en plus de l'estimation du nombre de véhicules fonctionnant avec des combustibles alternatifs prévu pour les années 2020, 2025 et 2030
18/11/2020 (tous les trois ans)	La Commission européenne présente au Parlement européen et au Conseil un rapport sur l'application de la directive	Le rapport de la Commission comporte une évaluation des mesures prises par les États membres, une évaluation des effets de la directive sur le développement du marché et son incidence sur l'économie et l'environnement, des

DÉLAIS	MÉCANISME	CONTENUS PRINCIPAUX
		informations concernant les progrès techniques et le développement du marché. Le rapport comprend également une vérification des exigences et des dates relatives à la mise en place des infrastructures et il est assorti, s'il y a lieu, d'une proposition législative.
31/12/2020	La Commission fait le bilan de la mise en œuvre de la directive et, le cas échéant, soumet une proposition visant à la modifier au moyen de nouvelles spécifications techniques communes	

Tableau 9 - Mécanismes de suivi de la directive 2014/94/UE.

Le 8/11/2017, la Commission européenne publie la communication "Vers l'utilisation la plus large possible des carburants de substitution: un plan d'action sur les infrastructures de carburants de substitution conformément à l'article 10, paragraphe 6, de la directive 2014/94/UE, y compris l'évaluation des cadres politiques conformément à l'article 10, paragraphe 2, de la directive 2014/94/UE".

La partie introductive de la communication décrit le cadre général de la mise en œuvre du processus de décarbonisation dans le secteur des transports⁸, en soulignant que le nombre de véhicules routiers alimentés par des carburants de substitution est encore trop faible en raison des obstacles au marché et qu'un cadre stratégique commun est nécessaire.

L'Union européenne doit agir dans deux domaines:

- mise en œuvre d'une infrastructure de réseau de base (TEN-T, réseau transeuropéen de transport) au plus tard en 2025;
- le développement des infrastructures dans les zones urbaines et suburbaines.

L'analyse des cadres stratégiques nationaux (NPF) montre des différences importantes entre les États membres en termes d'exhaustivité, de cohérence et de niveau d'ambition et indique que, sans mesures supplémentaires, certaines lacunes en matière d'infrastructures subsisteront dans l'UE, notamment en ce qui concerne les véhicules électriques légers et

⁸ Voir également la directive 2009/33/CE relative à la promotion de véhicules de transport routier propres et économes en énergie.

lourds, les points de ravitaillement pour les véhicules lourds et les navires alimentés au GNL et à l'hydrogène.

Une collaboration transfrontalière et intersectorielle entre toutes les parties prenantes (publiques et privées) est nécessaire, les infrastructures de carburants alternatifs et leurs services doivent être ouverts, transparents et interopérables, et les utilisateurs doivent pouvoir utiliser l'ensemble du réseau de transport rapidement et facilement.

La Commission a l'intention de soutenir ce processus par un certain nombre d'actions et la présente communication propose un certain nombre d'actions pour parvenir à l'utilisation la plus large possible des carburants de substitution:

PROPOSITION		ACTIONS
1	<i>Accélérer l'achèvement et la mise en œuvre des cadres d'action nationaux</i>	<ul style="list-style-type: none"> • transmission / renforcement des cadres d'action nationaux • priorité des cadres d'action nationaux pour l'attribution de financements de l'UE • dialogue public-privé pour l'adaptation des cadres d'action nationaux
2	<i>Aide à l'investissement</i>	<ul style="list-style-type: none"> • tirer pleinement parti de l'approche du RTE-T pour créer une infrastructure de base de recharge et de ravitaillement dans l'ensemble de l'UE d'ici à 2025 au plus tard. • accroître l'ampleur et l'impact du financement • utilisation efficace du soutien financier de l'UE • renforcement des capacités des pouvoirs publics, des entreprises et des établissements financiers
3	<i>Encourager les actions dans les zones urbaines</i>	<ul style="list-style-type: none"> • adaptation des plans de mobilité urbaine durable (PMUD) • examen et adaptation du financement pour les combustibles alternatifs dans les zones urbaines, y compris les solutions pour le parc de véhicules
4	<i>Intensifier l'adhésion des consommateurs</i>	<ul style="list-style-type: none"> • procédures pour identifier de manière unique les acteurs de l'électromobilité (désignation des autorités compétentes pour l'enregistrement de codes d'identification) • consultation publique sur l'électromobilité et suivi des évolutions du marché • acte d'exécution sur la comparaison des prix des combustibles
5	<i>Intégrer les véhicules électriques dans le système électrique</i>	<ul style="list-style-type: none"> • les États membres devraient mettre en œuvre complètement la directive 2012/27/UE pour rendre possible la gestion de la demande • déploiement de points de recharge et précâblage des places de stationnement • introduction de technologies de recharge intelligente et application des normes techniques connexes • prise en compte de l'électromobilité dans le cadre de la programmation Horizon 2020 ainsi que dans le cadre du processus du plan stratégique pour les technologies énergétiques (plan SET) • recommandations du forum pour des transports durables sur

PROPOSITION	ACTIONS
	l'intégration entre les stations de recharge et le réseau électrique

Tableau 10 - Proposition d'actions, COM(2017) 652 final

Dans le cadre de la mise en œuvre de la directive DAFI, avec un accent particulier sur le GNL en tant qu'option de carburant marin, l'Agence européenne de sécurité maritime (EMSA) a publié en janvier 2018 le "Guide du soutage au GNL pour les autorités et administrations portuaires", afin d'harmoniser les exigences dans tous les ports européens en ce qui concerne les opérations de soutage sûres et durables avec des navires alimentés au GNL.

Les lignes directrices de l'EMSA sont un document très articulé qui fournit des indications précises sur la sécurité des opérations de ravitaillement.

2.2.2 Lignes directrices de l'EMSA

L'Agence européenne de sécurité maritime (EMSA) a récemment publié un guide destiné à aider les autorités et administrations portuaires (PAA) à utiliser le GNL comme carburant marin. Le guide, publié dans sa version finale et consolidée en février 2018, a été élaboré en collaboration avec la Direction générale de la mobilité et des transports (DG MOVE) de la Commission européenne, les États membres et l'industrie dans le cadre du Forum européen du transport maritime durable (ESSF).

Le besoin partagé par les différents acteurs impliqués était de définir un Guide commun et harmonisé au niveau européen, spécifiquement adressé aux Autorités Portuaires concernant les processus de gestion, de planification et d'autorisation des opérations de soutage du GNL.

L'Agence, dans l'élaboration des travaux, a mis en évidence comment le processus d'adoption du GNL comme carburant alternatif pour la navigation maritime se déroule de plus en plus rapidement et implique un éventail de plus en plus large d'acteurs, tels que les opérateurs de transport et de logistique, les armateurs, les chantiers navals, les sociétés de classification et les différentes autorités nationales compétentes.

Le schéma de procédure présenté dans les directives aborde les opérations de soutage du GNL d'un point de vue holistique et comprend un examen des domaines suivants:

- les caractéristiques générales du GNL en tant que carburant et sa position dans la chaîne de distribution;
- les aspects environnementaux tels que l'atténuation des rejets de méthane, les stations de GNL à petite échelle, les camions et les pipelines;

- le cadre réglementaire concernant l'exposition aux directives relatives au GNL telles que Seveso III, la directive EIE (évaluation des incidences sur l'environnement) et d'autres réglementations portuaires;
- les rôles et responsabilités des ports dans le processus d'avitaillement;
- procédure d'autorisation;
- la gestion des risques et de la sécurité;
- les zones de contrôle;
- des opérations simultanées;
- l'urgence, la préparation et la réponse;
- qualification et formation.

L'élaboration du guide s'est faite par le biais d'un processus de consultation intégré avec toutes les parties prenantes (autorités portuaires, administrations maritimes, opérateurs de terminaux, fournisseurs de gaz, représentants des gouvernements, sous-groupe d'experts en GNL du Forum européen du transport maritime durable ESSF) et a également inclus une enquête en ligne qui a permis à toutes les parties prenantes de contribuer directement.

La structure du guide suit la séquence naturelle du processus de soutage du GNL et couvre les huit principaux domaines suivants:

- **Réglementation** (normes, directives, meilleures pratiques, etc.);
- **Opérations** (zones de contrôle, distances, check-lists, etc.);
- **Permis** (aménagement du territoire, autorisation de positionnement, etc.);
- **Risque et sécurité** (évaluation des risques, critères d'acceptation des risques, etc);
- **Urgence** (plans d'intervention, meilleures pratiques, etc.);
- **Gestion de la qualité** (rapports d'incidents, règlements portuaires, etc.);
- **Certification** (accréditation, qualification, etc.);
- **Formation** (compétences, qualifications, certification, etc.).

Le guide de l'EMSA vise à aider les autorités et les administrations portuaires par les moyens suivants:

- identification des éléments clés visant à développer une procédure harmonisée pour l'évaluation, le contrôle et la surveillance des opérations de soutage du GNL;

- la définition d'un ensemble unifié de principes clés relatifs à l'autorisation et à l'approbation des procédures de soutage du GNL dans les ports, y compris les évaluations et les analyses des risques;
- la mise en œuvre de procédures de soutage harmonisées dans les ports européens afin d'homogénéiser un système qui prévoit actuellement des règles et réglementations différentes d'un port à l'autre;
- la définition et l'attribution des responsabilités des différentes parties concernées;
- la définition d'une procédure permettant l'évaluation, le contrôle et l'autorisation d'opérations simultanées en matière de soutage du GNL;
- La proposition d'une approche harmonisée pour la définition et l'approbation des zones de contrôle dans différents scénarios d'avitaillement.

Le guide de l'EMSA s'applique par nature aux autorités et administrations portuaires (PAA) lorsqu'elles participent à des opérations de soutage de GNL dans les zones de juridiction portuaire, à la fois pendant les phases de planification, de mise en œuvre et de développement. Les lignes directrices de l'EMSA sont destinées à être appliquées de manière complémentaire aux outils industriels existants (normes, lignes directrices, meilleures pratiques). Le guide de l'EMSA est applicable aux opérations de soutage du GNL dans les ports européens et partout où la législation européenne s'applique.

Le Guide est applicable aux différents types d'avitaillement, aux différents types de navires et aux différents lieux possibles (au port, en pleine mer, à quai).

L'image ci-dessous résume le champ d'application des lignes directrices de l'EMSA.

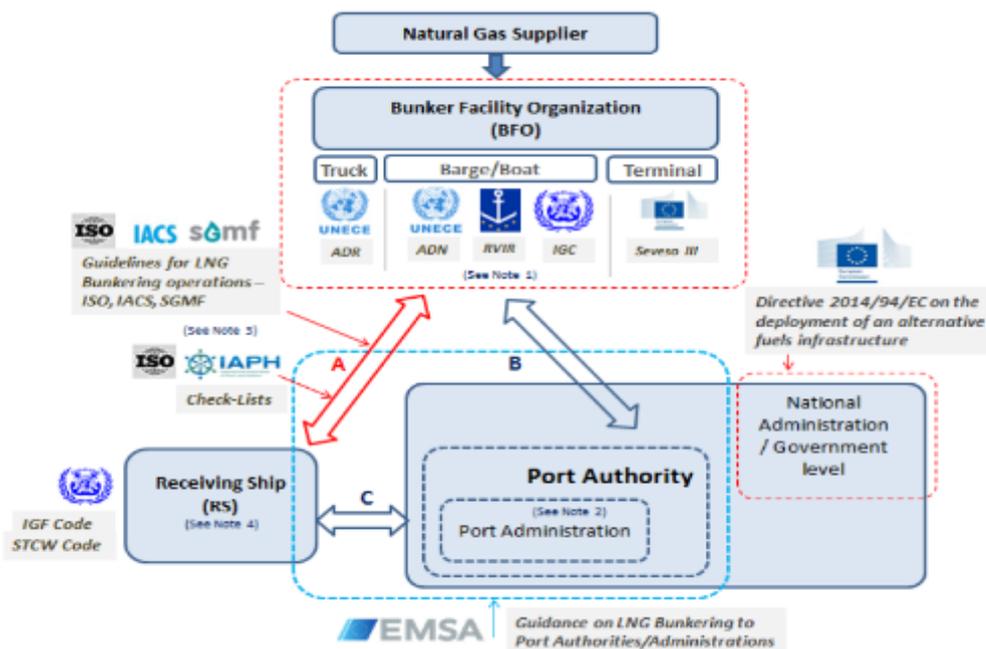


Figure 4 - Le périmètre d'applicabilité des lignes directrices de l'EMSA

2.2.2.1 Le cadre réglementaire

Le guide de l'EMSA analyse le cadre réglementaire applicable au soutage du GNL, en identifiant 4 niveaux principaux de caractère global/international, plus un cinquième niveau de caractère local/régional. Les principales références réglementaires et les meilleures pratiques pour chaque niveau sont résumées dans le

En particulier, les administrations portuaires doivent considérer les diverses directives relatives au soutage du GNL comme des documents de référence reflétant les meilleures pratiques résultant de l'expérience et de la participation des nombreuses parties prenantes du secteur.

Les PAA devraient toutefois tenir compte du fait que ces documents ne sont pas obligatoires et qu'ils devraient, dans le contexte du cadre juridique, être référencés et incorporés dans les réglementations locales/portuaires comme une contribution utile à l'harmonisation et au partage des responsabilités en matière de sûreté. Les dispositions établies par la réglementation portuaire doivent être conformes aux orientations techniques données dans les lignes directrices, en se référant d'abord aux normes internationales et ensuite aux guides de l'industrie.

Niveau supérieur	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Code IGF/ SOLAS/ STCW ➤ MARPOL - MARPOL ANNEXE VI ➤ Directive européenne sur le soufre ➤ Directive sur le déploiement d'une infrastructure pour les combustibles de substitution 	<p>Les instruments de niveau supérieur, liés tout particulièrement à des questions environnementales obligatoires tant au niveau local que global, sont importants pour la définition des principaux pilotes nécessaires pour l'adoption du GNL.</p>
Norme	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Techniques ISO spécifiques et normes internationales ➤ Normes EN ➤ Normalisation des équipements 	<p>Les normes techniques sont importantes pour les opérations de soutage de GNL, pour les équipements, y compris le stockage du GNL de petites dimensions. Elles sont obligatoires au moment où elles résultent de l'application d'une réglementation contraignante.</p>
Règles du pavillon	<ul style="list-style-type: none"> ➤ IACS UR / Rec ➤ Règles du pavillon pour la construction ➤ Notes d'orientation ➤ Directives 	<p>Les règles du pavillon sont des instruments importants pour les sociétés de classification puisqu'elles permettent de garantir la sécurité, la qualité et la conformité dans l'application des réglementations internationales</p>
Guides sectoriels	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Directives SGMF ➤ Orientations industrielles ou sectorielles ➤ Notes d'orientation ➤ «liste de vérification » sur le soutage du GNL 	<p>Les références du secteur constituent une documentation fondamentale dans la définition de <i>meilleures pratiques</i> pour le soutage du GNL, pour l'identification des équipements, pour les opérations concernant la sécurité. Elles n'ont pas de caractère obligatoire mais représentent une sorte de «<i>paquet de meilleures pratiques</i>» important pour les opérateurs.</p>
Réglementations portuaires locales		<p>Les ports peuvent choisir leurs règles de manière autonome, en abordant des aspects opérationnels spécifiques selon le contexte de référence.</p> <p>Les réglementations des ports reflètent souvent la nature des principes fondamentaux qui servent de base au processus de gestion de chaque autorité de système portuaire concernée. Il s'agit de réglementations locales et, en tant que telles, limitées dans leur applicabilité au niveau territorial, sauf pour ce qui concerne la conformité à la réglementation de rang supérieur.</p>

Tableau 11 - Le cadre réglementaire applicable au soutage du GNL

Le tableau ci-dessous présente un résumé du **cadre d'information des instruments réglementaires, des normes et des directives applicables** au soutage du GNL. Ce schéma peut être utilisé comme référence par les Administrations Portuaires lorsqu'elles doivent prendre une décision rapide sur le champ d'application des différents cas et types de configuration d'une opération de soutage de GNL.

	 Camion-citerne GNL	 Navire de ravitaillement	 Stockage de GNL de petite taille	 Interface de soutage	 Côté navire
Code IGF					V
Code IGC		V			
Code STCW		V			V
Directive 2014/94	V	V	V	V	
Règlement UE Ports 2017/352	V	V	V	V	
Seveso III	V	V	V	V	
ADR	V				
EN 1473:2014			V		
EN 1474-2				V	
EN 1474-3				V	
EN 12065	V	V	V	V	V
EN 12066	V	V	V	V	V
EN 12308	V	V	V	V	V
EN 13645			V		
EN 13766:2010				V	
EN14620:2006			V		
ISO/DTS 16901				V	
EN ISO 16903	V	V	V	V	V
EN ISO 16904				V	
ISO/TS 18683				V	
EN ISO 20088-1	V	V	V	V	V
EN ISO 20519				V	
ISO/TS 17177				V	
ISO 17776:2016			V	V	
ISO 18132-1:2011	V	V	V		V
ISO 23251:2006	V	V	V	V	V
IEC 60079-10-1:2015	V	V	V	V	V
IACS Rec.142				V	
Directives SGMF				V	
Listes de vérification IAPH				V	
DNVGL-RP-G105				V	

Tableau 12 - Cadre d'information des instruments réglementaires applicables, des normes et des directives en matière de soutage de GNL

2.2.2.2 *Recommandations et bonnes pratiques du guide de l'EMSA*

- Les autorités et administrations portuaires doivent créer les conditions pour faciliter administrativement le développement de projets de soutage de GNL dans les ports. Elles doivent permettre aux opérateurs de connaître les exigences minimales et les normes de qualité à respecter pour effectuer ces opérations.
- Un élément qui doit être pris en compte par les opérateurs fournissant des services de soutage du GNL et des PAA est de réduire autant que possible les interférences avec les "tiers" qui représentent statistiquement l'une des principales causes d'accidents.
- En cas d'accident, il est nécessaire de mettre en œuvre un système d'information intégré comprenant des informations sur la localisation géographique des installations et des opérations de soutage du GNL, les normes de comportement nécessaires et les mesures de sécurité qui doivent être partagées avec le public et les opérateurs.
- Les PAA ont pour mission générale d'assurer la bonne gouvernance des processus liés à la conduite sûre des opérations de GNL et doivent tenir compte des besoins et des recommandations des parties prenantes.
- En plus des analyses spécifiques et détaillées concernant l'emplacement possible des installations et des opérations de soutage du GNL, afin de minimiser le risque découlant d'une éventuelle collision pendant la phase de soutage, elles devraient idéalement ne pas être situées à proximité de voies navigables à forte intensité de trafic maritime ou dans des situations nautiques compliquées, par exemple à proximité de quais dédiés à la manœuvre des navires de passage.
- Les exigences et les évaluations concernant la conduite des opérations de soutage du GNL doivent être fondées sur une analyse des risques effectuée à l'avance et partagée dans le cadre de la phase initiale d'engagement des parties prenantes.

Le tableau ci-dessous résume les principales (9) caractéristiques qui doivent être respectées pour assurer une bonne gouvernance dans la gestion des opérations de soutage du GNL dans l'environnement portuaire.

	Principe	Bonne gouvernance pour le déroulement du soutage de GNL dans les ports
1	Adaptation réglementaire	<ul style="list-style-type: none"> • Le cadre réglementaire international est constitué par: <ul style="list-style-type: none"> - le code IGF - le code IGC - les règlements et les directives UE

		<ul style="list-style-type: none"> • il faut accorder une spéciale attention aux directives UE telles que transposées par la législation de chaque État membre; • il est nécessaire de développer des règlements portuaires et statuts appropriés, incluant le soutage de GNL; • il est nécessaire de garantir un niveau approprié d'informations pour toutes les parties intéressées par rapport au cadre réglementaire applicable au soutage GNL; • il est nécessaire d'assurer que toutes les autorités compétentes pour le soutage GNL soient impliquées.
2	Clarté	<ul style="list-style-type: none"> • Le cadre pour l'application de la loi doit être clair et compréhensible pour toutes les parties prenantes du secteur, en particulier pour les opérateurs; • le domaine et l'applicabilité des règlements doivent être clairs, en particulier pour les dispositions relatives aux diverses modalités liées au soutage du GNL;
3	Transparence	<ul style="list-style-type: none"> • Il est fondamental que l'accès à l'ensemble des règles et la description des exigences nécessaires pour les opérations de soutage soient faciles et que l'application ne présente pas de difficultés d'interprétation; • l'accès aux informations à travers le web doit être privilégié par rapport à d'autres moyens de communication.
4	Réactivité	<ul style="list-style-type: none"> • La capacité de répondre aux besoins des opérateurs dans un laps de temps approprié est essentielle pour augmenter et consolider la confiance dans les processus et dans les compétences du port; • le soutage de GNL (comme pour d'autres opérations de soutage de combustibles pétroliers) est une activité strictement dépendante du respect des calendriers: le GNL doit être livré aux navires en respectant les temps accordés; • le permis ou autorisation constitue un autre aspect pour lequel le respect des calendriers devient d'une importance décisive.
5	Orientation au consensus	<ul style="list-style-type: none"> • Atteindre le consensus et l'entente commune dans le soutage de GNL est essentiel pour le succès des projets, leur mise en œuvre et la correcte exécution des opérations; • l'existence du consensus doit être adaptée à la complexité de la solution de soutage de GNL et à l'impact de ce projet sur d'autres opérateurs à l'intérieur de la zone du terminal ou du port; • le consentement du public est également essentiel et ne devrait pas être limité aux consultations publiques requises par la réglementation applicable; • il conviendrait de fournir une plate-forme permanente de dialogue avec toutes les parties intéressées.
6	Équité et inclusion	<ul style="list-style-type: none"> • L'égalité des chances doit être garantie pour les opérateurs souhaitant démarrer des projets de soutage de GNL, dans le contexte particulier du port, en tenant dûment compte des limitations opérationnelles et spatiales; • l'équité et l'inclusion dans l'accès à l'information doivent être exercées en priorité; • tous les opérateurs doivent recevoir les mêmes informations, avoir les mêmes opportunités pour présenter les projets généraux et les projets de faisabilité d'un développement spécifique de soutage de GNL.

7	Efficacité et efficacité	<ul style="list-style-type: none"> • Les processus doivent être planifiés. Les critères et les indicateurs clé de performance doivent être définis afin d'effectuer une mesure appropriée de l'efficacité et de l'efficience; • le cycle de vie complet d'un projet de soutage de GNL doit être soumis à des mesures appropriées d'efficacité et d'efficience (pour ce qui concerne l'action du PAA): <ul style="list-style-type: none"> ✓ Concept du projet ✓ Permis ✓ Mise en œuvre ✓ Mise en service ✓ Sondage ✓ Modifications ✓ Cessation temporaire ✓ Démantèlement
8	Responsabilités	<ul style="list-style-type: none"> • Les PAA sont responsables des opérateurs dans la mesure prévue par la législation applicable; • aux fins de la bonne gouvernance, des canaux adéquats doivent être identifiés au sein d'un système de gestion de la qualité pour proposer des réclamations, appels et suggestions éventuels; • une enquête indépendante sur les accidents doit être assurée.
9	Participations	<ul style="list-style-type: none"> • Dans l'intérêt d'un environnement opérationnel portuaire sain, toutes les parties intéressées doivent avoir la possibilité de participer, de commenter et d'interagir.

Tableau 13 - Caractéristiques d'une bonne gouvernance pour le soutage de GNL dans le domaine portuaire

2.2.2.3 Profils de risque et de sécurité

Les lignes directrices de l'EMSA analysent et passent en revue tous les aspects pertinents pour aider les autorités et les administrations portuaires dans le contexte des risques et des aspects liés à la sécurité du GNL, non seulement du point de vue de l'évaluation des risques, mais aussi de la compréhension des aspects liés à la sécurité du GNL. En particulier, le guide analyse les éléments suivants:

- les principes de risque et de sécurité du GNL;
- l'évaluation des risques dans l'aménagement du territoire;
- l'évaluation des risques dans les opérations de soutage du GNL;
- critères de risque - cadre et seuils;
- Évaluation de la faisabilité du ravitaillement en GNL dans les ports en fonction des facteurs de risque;
- les bonnes pratiques en matière d'évaluation des risques pour les ports.

Cette section résume les principales indications fournies par l'EMSA concernant la sécurité des opérations de ravitaillement en GNL dans les ports, avec une référence particulière aux

recommandations et aux bonnes pratiques suggérées aux administrations compétentes en vue d'une harmonisation et d'une uniformité d'application des différentes analyses de risques possibles et des mesures de sécurité associées.

Au niveau européen, des approches et des critères réglementaires différents pour l'évaluation et l'acceptation des risques ont été adoptés par les pays membres en ce qui concerne les infrastructures de GNL à petite échelle (c'est-à-dire principalement les installations couvertes par la directive Seveso). Plusieurs techniques, méthodologies, lignes directrices et outils ont été identifiés et utilisés pour le développement d'analyses générales d'évaluation des risques liés à l'utilisation de substances dangereuses, y compris l'utilisation du GNL. Ces outils sont couramment utilisés dans le cadre du processus d'aménagement du territoire (Land-Use Planning - LUP) pour déterminer les distances de sécurité entre les grandes installations (ou activités) industrielles et les zones et activités environnantes (par exemple, par rapport à des éléments plus vulnérables tels que les zones résidentielles, etc.)

Les approches méthodologiques existantes pour la LUP dans les pays européens ont été résumées et décrites dans la littérature. En général, les méthodologies peuvent être réparties dans les quatre catégories suivantes:

1. *Approche basée sur l'évaluation des conséquences des accidents* (concrètes et crédibles), sans quantifier explicitement la probabilité accidentelle relative. Les conséquences des accidents sont généralement évaluées en calculant la distance à laquelle les impacts sur la santé physique et/ou humaine sont atteints, pour une période d'exposition et une valeur seuil données (identifiées par exemple comme un effet irréversible sur la santé, une blessure ou un décès). La zone de sécurité extérieure est ensuite définie en raison des restrictions du processus d'aménagement du territoire public (LUP). Le guide de l'EMSA indique comment cette méthode est généralement utilisée au Luxembourg et en Autriche.
2. *Approche déterministe avec jugement implicite du risque*. Représente une forme simplifiée de l'approche d'évaluation des conséquences, caractérisée par l'adoption de distances de séparation "génériques" et standard. Ces distances sont généralement dérivées de scénarios sélectionnés, élaborés sur une base conservatrice. Dans leur forme la plus simple, ils sont dérivés d'un jugement d'expert, de l'évaluation de données historiques ou de l'expérience de l'exploitation d'usines similaires. Cette approche est par exemple utilisée en Allemagne.
3. *Approches fondées sur le risque* (ou "probabilistes"). Cette approche définit le risque comme une combinaison des conséquences découlant d'un certain nombre d'accidents possibles et de la probabilité accidentelle associée. Les résultats sont représentés sous forme de risque individuel et/ou de risque sociétal. Les critères de LUP sont basés sur des critères d'acceptabilité spécifiques par rapport au niveau de risque calculé. En général, l'approche est similaire à la méthodologie "QRA" décrite

dans la section suivante. Cette approche est suivie par exemple par le Royaume-Uni, la Belgique (Flandre) et les Pays-Bas.

4. *Approches hybrides.* Les approches hybrides (ou semi-quantitatives) combinent l'approche d'évaluation des risques et l'approche d'évaluation des conséquences. Cette approche a été développée et largement utilisée en France et en Italie. Selon cette méthodologie, l'un des éléments (généralement la fréquence) est évalué de manière plus qualitative, c'est-à-dire en utilisant des classes de valeurs plutôt que des valeurs continues (l'utilisation d'une matrice de risques est un exemple typique). Par exemple, une approche hybride peut combiner l'approche d'évaluation des conséquences pour la détermination des zones correspondant aux seuils d'endommagement et une approche d'évaluation des risques pour la détermination des scénarios d'accident considérés, c'est-à-dire qu'elle peut prendre en compte les fréquences comme facteur d'atténuation des zones endommagées identifiées à l'aide d'une approche d'évaluation des conséquences des accidents.

En ce qui concerne spécifiquement l'**évaluation des risques pour les opérations liées à l'utilisation du GNL**, les lignes directrices de l'EMSA font référence aux lignes directrices internationales récemment publiées par des organismes internationaux, et en particulier:

- ISO/TS 18683: 2015. Directives et spécification technique pour les systèmes et les installations pour l'approvisionnement des navires en GNL comme carburant.
- ISO / DIS 20519: 2016. Spécifications pour l'avitaillement des navires alimentés au gaz.
- Recommandations de l'IACS n° 142, Directives pour le soutage du GNL, 2016.
- Society for Gas as a Marine Fuel (SGMF) (2017) - Gas as a marine fuel, safety and bunkering guidelines (Le gaz en tant que combustible marin, directives de sécurité et de soutage).
- DNVGL-RP-G105 Edition Octobre 2015 - Pratique recommandée pour le développement et l'exploitation des installations de soutage de gaz naturel liquéfié.

Toutes les lignes directrices ci-dessus doivent être prises en compte en plus des lignes directrices de l'EMSA dans les processus d'évaluation et d'autorisation relatifs aux opérations de soutage du GNL dans les contextes de référence nationaux et territoriaux.

Vous trouverez ci-dessous les principales références et les éléments strictement pertinents pour l'évaluation des risques liés aux opérations de soutage du GNL, en soulignant les dispositions des **normes ISO/TS 18683** et **ISO 20519**.

En particulier, lorsqu'il est nécessaire de préparer une évaluation des risques liés aux opérations de soutage du GNL, cette évaluation doit être entreprise conformément à l'**ISO/TS 18683**. Cette norme technique est spécifique à la fourniture de GNL comme carburant aux navires et fait référence à des normes reconnues qui fournissent des conseils détaillés sur l'utilisation et l'application d'évaluations des risques pertinentes.

La norme ISO/TS 18683 indique déjà un point important qui anticipe l'une des plus importantes recommandations de bonnes pratiques en matière d'évaluation des risques: l'analyse des risques doit être réalisée avec une "équipe" qui garantit une évaluation objective et indépendante.

La norme ISO /TS 18683 indique également qu'une évaluation qualitative des risques doit au moins être réalisée pour les installations de soutage qui se conforment aux scénarios identifiés (de camion à navire, de terminal à navire, de navire à navire, c'est-à-dire TTS, PTS, STS). Pour les installations de soutage qui s'écartent des scénarios standard identifiés ou qui ne satisfont pas à toutes les exigences, l'évaluation qualitative des risques doit être complétée par une évaluation détaillée des écarts convenus avec le régulateur. Normalement, cela comprendra une évaluation quantitative complète des risques pour démontrer que les critères généraux d'acceptabilité sont respectés et que les garanties mises en œuvre compensent le non-respect des exigences.

Le diagramme suivant représente le processus standard d'évaluation des risques tel que recommandé par la ligne directrice de l'EMSA, tiré des indications contenues dans la norme ISO/TS 18683.

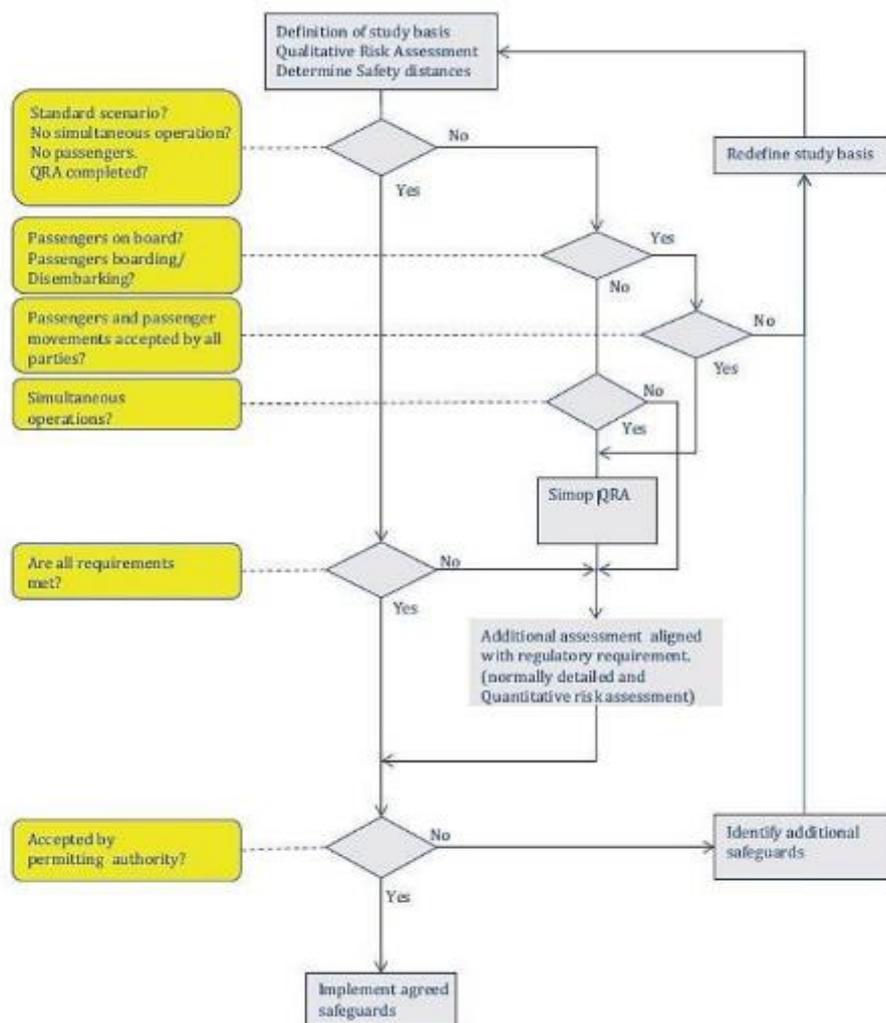


Figure 5- Le processus d'évaluation du risque

En ce qui concerne l'**évaluation qualitative des risques** (HAZID), les lignes directrices de l'EMSA utilisent la matrice identifiée par la norme ISO/TS 18683, qui vise à identifier les dangers et à évaluer leurs risques, en identifiant les mesures de réduction des risques pour tous les cas représentant des risques moyens ou élevés. Cette approche permet également de déterminer des scénarios de rejet maximum crédibles qui serviront de base à la détermination des zones de sécurité (qui pourront ensuite être ajustées et modifiées en fonction de toute analyse quantitative QRA).

La **MATRICE DES RISQUES** est un outil efficace pour l'évaluation qualitative des risques et le dépistage. Elle peut être utilisée pour identifier les dangers qui seront examinés plus en détail dans l'analyse quantitative ultérieure. En particulier, la matrice des risques permet de rapporter les résultats de l'analyse détaillée dans la matrice en termes de fréquence et de conséquences. Cela permet de suivre et d'optimiser l'efficacité des mesures de réduction des risques, de qualifier les hypothèses initiales et de confirmer l'évaluation du scénario initial.

L'ISO / TS 18683 définit une matrice de risques, avec des catégories de classification des risques qui peuvent être utilisées dans l'attente de l'applicabilité d'un cadre national spécifique.

En ce qui concerne les **évaluations quantitatives des risques** (QRA), les lignes directrices de l'EMSA recommandent quand les EQR doivent être produites:

1. L'avitaillement n'est pas du type standard (PTS, TTS ou STS), dans une configuration standard simple telle que définie dans la norme ISO/TS 18683;
2. La conception, les dispositions et les opérations diffèrent des directives fournies par la norme ISO/TS 18683 ou des recommandations de l'IACS (Rec.142);
3. Des opérations simultanées (SIMOPS) sont prévues pour fonctionner en même temps que le soutage du GNL;
4. Des éléments d'automatisation sont introduits pour réduire considérablement l'intervention humaine dans les opérations;
5. Une réduction de la zone de sécurité est nécessaire en raison de l'emplacement spécifique des opérations de soutage du GNL;
6. Un calcul numérique du risque est nécessaire pour vérifier les critères de risque.

Dans le cadre de l'utilisation d'analyses quantitatives, les critères de *seuil* sont utilisés pour évaluer les risques d'acceptabilité et sont nécessaires pour établir les distances de sécurité externes dans le processus d'aménagement du territoire. Les critères de seuil peuvent être utilisés comme des valeurs non statutaires (c'est-à-dire des valeurs cibles) ou des valeurs contraignantes strictes (obligatoires). Le type de critères appliqués dépendra du type d'approche méthodologique prescrit dans les différents contextes de référence locaux.

À des fins d'aménagement du territoire, le risque (*individuel spécifique local* - LSIR) est souvent utilisé pour déterminer les distances de sécurité externes par rapport aux objets vulnérables et, dans certains cas, pour déterminer si le risque pour la société répond aux critères réglementaires (directives locales et nationales, le cas échéant). Dans ce cas, le

risque sociétal est défini comme la fréquence annuelle (cumulée) de la mortalité concernant un groupe particulier de personnes en conjonction avec ou à la suite des incidents prévus.

Les lignes directrices de l'EMSA, qui font écho à la recommandation de l'IACS, soulignent que lorsqu'un nombre important de personnes sont exposées aux opérations de soutage, il convient d'évaluer les risques tant individuels que sociétaux: "... le risque pour un individu peut être "faible", mais le risque de nuire à de nombreuses personnes en un seul incident peut être suffisant pour poursuivre la réduction des risques. Les parties prenantes doivent définir ce qui constitue un nombre significatif de personnes; selon le cas, il peut s'agir de l'exposition de dix personnes ou plus".

Les tableaux suivants montrent les catégories de classification des risques et les seuils de risque individuels suggérés par la norme ISO/TS 18683 et rapportés par les lignes directrices de l'EMSA.

Il est important de noter que les critères sont généralement exprimés sur une base annuelle. Pour les dangers qui sont présents pendant une période relativement courte, les critères par année peuvent ne pas être appropriés. En effet, le danger n'est pas réparti uniformément tout au long de l'année, mais présente des pics intermittents et ne se produit pas pendant de longues périodes. Par conséquent, les mesures d'atténuation des risques peuvent ne pas fournir une protection adéquate.

À titre de recommandation, les lignes directrices de l'EMSA notent que les critères exprimés sur une base annuelle peuvent ne pas être appropriés pour les cas qui, comme dans le cas du soutage du GNL, sont peu fréquents et se produisent pendant de courtes périodes de l'année. L'établissement de critères probabilistes "par opération" fournirait probablement un résultat plus représentatif.

Consequence (Severity)	Multiple fatalities C						HIGH	
	Single fatality or multiple major injuries B							MEDIUM
	Major injury A							
		1 Remote 10 ⁻⁶ /y	2 Ext. Unlikely 10 ⁻⁵ /y	3 V. Unlikely 10 ⁻⁴ /y	4 Unlikely 10 ⁻³ /y	5 Likely		
Likelihood (Chance per year)								

	Acceptance criteria	Comment
Individual risk first party personnel	$IR < 10^{-5}$	Applies to crew and bunkering personnel directly involved in the activity.
Individual risk second party personnel	$IR < 5 \cdot 10^{-6}$	Port personnel and terminal personnel.
Individual risk third-party personnel with intermittent risk exposure	Risk contour for $IR < 5 \cdot 10^{-6}$	Third-party personnel should not have access for prolonged period.
Individual risk third-party personnel with prolonged risk exposure	Risk contour for $IR < 10^{-6}$	General public without involvement in the activity. No residential areas, schools, hospitals, etc. inside this risk contour.

Figure 6 - La matrice des risques proposée par l'ISO/TS 18683

Le tableau suivant résume les recommandations que l'EMSA a fournies aux PAA concernant l'opportunité de réaliser des analyses et des évaluations supplémentaires de type quantitatif (QRA) par rapport aux évaluations normales et minimales de type qualitatif, en ce qui concerne les différentes histoires de cas qui peuvent être configurées dans les différents scénarios de soutage qui peuvent être hypothétiques dans un contexte portuaire. Le tableau représente un instrument particulièrement utile pour les Autorités Portuaires et les Administrations concernées pour faire une analyse préliminaire sur les évaluations de risque qui sont nécessaires au cas par cas.

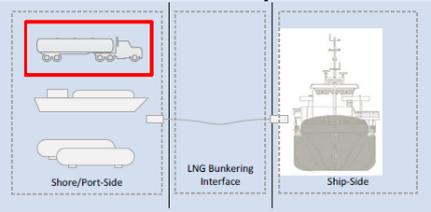
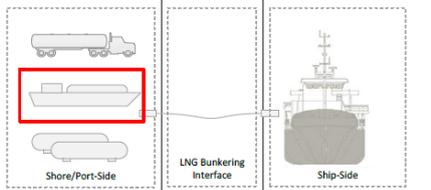
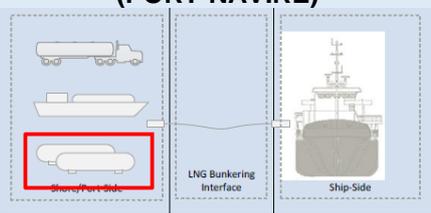
Typologie d'opération	Volumes et débit typiques de soutage	Scénarios qui demandent des analyses supplémentaires (QRA) par rapport aux évaluations qualitatives minimales du risque
<p>TRUCK-TO-SHIP (CAMION-NAVIRE)</p> 	<p> $V \approx 50-100m^3$ $Q \approx 40- 60m^3/h$ </p>	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Combinaison simultanée de plusieurs camions-citernes de GNL en mode soutage via un collecteur commun ➤ Valeur de débit plus élevée que la moyenne ➤ Utilisation de technologies automatisées ou semi-automatisées pour la gestion des tubes flexibles ➤ Cas dans lesquels le camion est sans surveillance (par ex. pendant toute la permanence du navire à quai) ➤ Cas dans lesquels des limites quantitatives relatives aux seuils de risque sont imposées par le PAA ➤ Cas dans lesquels les procédures de purge et d'inertage sont soumises à des considérations spéciales, comme des demandes d'exemption des procédures d'inertage.
<p>SHIP-TO-SHIP (NAVIRE-NAVIRE)</p> 	<p> $V \approx 100-6500m^3$ $Q \approx 500-1000m^3/h$ </p>	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Cas dans lesquels l'évaluation du risque nautique identifie des situations particulières critiques (ex. manœuvrabilité, intensité du trafic nautique, etc.) ➤ Valeur de débit plus élevée que la moyenne ➤ Barges pour le ravitaillement de GNL non propulsées (ex. utilisation de remorques pour manœuvre et propulsion) ➤ Cas dans lesquels des limites quantitatives relatives aux seuils de risque sont imposées par le PAA ➤ Cas dans lesquels les procédures de purge et d'inertage sont soumises à des considérations spéciales, comme des demandes d'exemption des procédures d'inertage. ➤ Cas dans lesquels la gestion du BOG et du retour des vapeurs ne sont pas pris en considération
<p>TERMINAL (PORT) -TO-SHIP (PORT-NAVIRE)</p> 	<p> $V \approx 500 - 20000m^3$ $Q \approx 1000 - 2000m^3/h$ </p>	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Toutes les situations PTS, afin d'évaluer correctement le positionnement des stockages et l'acheminement des tuyauteries à l'intérieur des zones portuaires. ➤ Valeur de débit plus élevée que la moyenne ➤ Cas dans lesquels des limites quantitatives relatives aux seuils de risque sont imposées par le PAA ➤ Cas dans lesquels les procédures de purge et d'inertage sont soumises à des considérations spéciales, comme des demandes d'exemption des procédures d'inertage. ➤ Cas dans lesquels la gestion du BOG et du retour des vapeurs ne sont pas pris en considération

Tableau 14 - Recommandations EMSA pour analyses et évaluations supplémentaires de type quantitative

2.2.2.4 Zones de contrôle

La nécessité d'établir des zones de contrôle a été l'une des mesures les plus importantes mises au point pour atténuer les risques liés à des rejets potentiels de GNL ou à d'éventuels dommages causés par l'extérieur à de petites opérations ou installations de GNL.

Le chapitre 9 des lignes directrices de l'EMSA aborde et définit les différents types de zones de contrôle, en visant une harmonisation entre les normes internationales existantes et les lignes directrices industrielles actuellement publiées. Les normes ISO/TS 18683 et ISO 20519 comprennent toutes deux une section spécifique sur les zones de sécurité, liée aux dispositions pertinentes en matière d'évaluation des risques.

Il est important de garder à l'esprit que, en ce qui concerne la définition, le calcul, la mise en œuvre et l'application de la zone de sécurité, le guide de l'EMSA ne prescrit pas certaines valeurs de distance pour des scénarios d'avitaillement spécifiques. La voie suivie par le Guide est de recommander de bonnes pratiques concernant l'évaluation et l'approbation des distances de sécurité.

Le besoin fondamental d'harmonisation et d'orientation visé par le guide n'est pas lié aux valeurs des distances des zones de sécurité, mais à une procédure harmonisée pour leur évaluation et leur approbation.

Adoptant la définition du SGMF, le guide de l'EMSA définit la "zone de sécurité" en général comme un espace tridimensionnel dans lequel le GNL peut être présent à la suite d'une fuite ou d'un incident survenant pendant les opérations de soutage. Ainsi, un risque potentiel de dommages à la vie ou à l'équipement/infrastructure à la suite d'une fuite de GNL et de son inflammation potentielle subséquente est reconnu. Cette zone est de nature temporaire, n'étant présente que pendant les opérations de soutage. Cette zone peut s'étendre au-delà du navire ou du véhicule fonctionnant au GNL, des réservoirs, des tuyauteries d'interconnexion, des conteneurs ISO, etc. et est plus étendue que la "zone de danger".

Cinq grands types de zones de sécurité peuvent être identifiés (les trois premiers sont communs aux normes ISO/TS 18683 et ISO 20519, les deux derniers ont été ajoutés par le SGMF):

1. **Zone de danger:** espace tridimensionnel dans lequel une atmosphère inflammable peut exister à tout moment;
2. **Zone de sécurité:** zone tridimensionnelle autour du système de transfert de GNL déterminée par le résultat d'une fuite ou d'une décharge ou d'un retour de vapeur de GNL d'urgence. N'existe que pendant l'avitaillement;

3. **Zone de surveillance et de sécurité:** une zone autour de l'équipement de transfert de GNL à surveiller par mesure de précaution pour éviter toute interférence avec l'opération de transfert de GNL;
4. Zone **maritime:** une zone de taille suffisante pour empêcher les navires de passage d'avoir un impact sur l'opération de transfert de GNL;
5. **Zone externe:** zone liée à des niveaux de risque définis, prévus dans certains cas par des régimes réglementaires spécifiques, par exemple des lieux ouverts au public.

Les zones de contrôle agissent comme des couches de défense et doivent être considérées non pas comme un simple exercice numérique/géométrique, mais comme un exercice de protection critique, à la recherche de scénarios de risques potentiels et de problèmes de sécurité, qui peuvent être planifiés et mis en œuvre avec un ensemble raisonnable de ressources.

Un exercice itératif devrait permettre de déterminer les zones de contrôle pertinentes:

Définir la zone de contrôle → Vérifier le niveau de protection → Mettre en œuvre

→ Évaluer et, si nécessaire, → Redéfinir.

Les recommandations les plus importantes mises en évidence par les lignes directrices concernant la définition des zones de sécurité sont les suivantes:

- Il n'y a pas de hiérarchie entre les différentes zones de sécurité/surveillance. Les zones de danger ne sont pas plus importantes que les zones de sécurité/surveillance et vice versa. Ce n'est que par une approche intégrée, dans un plan de mise en œuvre unique, que toutes les zones de contrôle concernées contribueront à fournir une protection complète et significative.
- La zone de sécurité doit être plus grande que la zone de danger dans les trois dimensions.
- La zone de surveillance et de sécurité doit être plus grande que la zone de sécurité.
- Les zones dangereuses sont présentes à tout moment et ne dépendent pas de l'exécution des opérations de ravitaillement. Ils dépendent de l'équipement, de l'architecture du système et des caractéristiques de conception.
- Les zones de sécurité et de surveillance ne sont présentes que pendant les opérations de soutage.

- Il n'existe pas de zones de contrôle adaptées à toutes les situations/conditions. La détermination des zones de contrôle peut être spécifique au port, au navire, au poste de mouillage, avec différents facteurs de conditionnement, de nature technique ou opérationnelle.
- Il n'existe pas une seule distance de sécurité correcte, quelle que soit la méthode utilisée pour la calculer. La seule mesure de la qualité de la distance de sécurité est la protection effective assurée par sa mise en œuvre et son application correctes.
- Les zones de contrôle ne sont efficaces que si elles sont appliquées et contrôlées efficacement. La protection résultant d'une zone de sécurité n'est efficace que si la zone de contrôle est correctement appliquée.

En ce qui concerne les zones à risque, en l'absence d'une méthode de calcul obligatoire pour le soutage du GNL, le guide de l'EMSA suggère comme bonne pratique l'adoption du code IGF/IGC en se référant aux dispositions spécifiques énumérées ci-dessous.

Plus précisément, pour le code IGF, les dimensions minimales des zones de danger sont les suivantes:

- Zones sur le pont découvert ou espaces semi-fermés sur le pont du navire, à moins de 3 m de toute sortie/raccordement de réservoir, vannes, collecteur, brides, etc;
- Les zones sur le pont ouvert entourant les vannes du collecteur d'alimentation sur 3 m au-delà de celles-ci jusqu'à une hauteur de 2,4 m au-dessus du pont;
- Stations d'avitaillement semi-fermées;
- Les zones situées dans un rayon de 1,5 m autour des zones énumérées ci-dessus;
- L'étendue de la zone dangereuse, suivant l'approche ci-dessus, ne sera pas supérieure à environ 4,5 m, étant toujours inférieure à la zone de sécurité.

L'avantage de suivre les références utilisées pour le code IGF/IGC réside dans le fait que grâce à cette harmonisation et à cette simplification, on peut établir une base commune qui doit être suivie et respectée par toutes les parties impliquées dans l'opération de soutage du GNL.

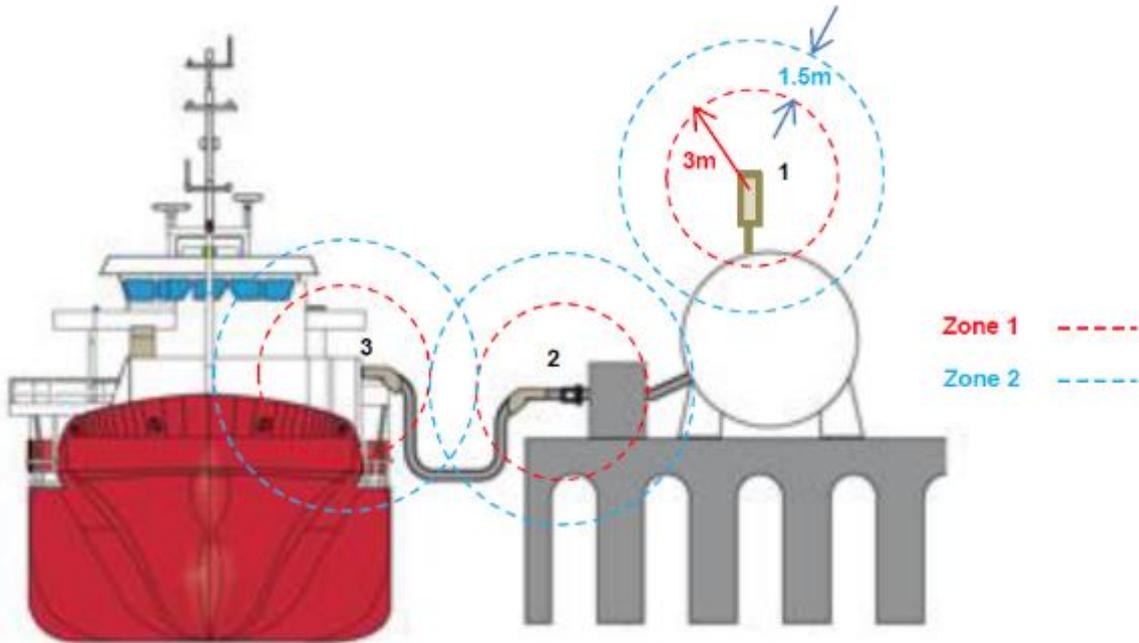


Figure 7 - Les dimensions minimales des zones de danger indiquées par le Code IGF

Les principaux objectifs conduisant à la mise en œuvre des zones de sécurité sont les suivants:

- contrôler les sources d'inflammation afin de réduire la probabilité d'inflammation d'un nuage de gaz inflammable qui s'est dispersé à la suite d'un rejet accidentel de GNL pendant le soutage;
- Limiter l'exposition du personnel qui n'est pas strictement nécessaire en cas de risques potentiels (par exemple, un incendie) pouvant survenir en raison d'accidents pendant le soutage;
- Évaluez l'infrastructure locale afin de déterminer s'il existe des points de piégeage potentiels de gaz, susceptibles de produire des atmosphères explosives.

L'établissement d'une zone de sécurité permettra, en particulier, l'application structurée de restrictions de sécurité et opérationnelles qui sont destinées, collectivement, à contribuer à la réalisation des objectifs susmentionnés. Ces restrictions seront inévitablement spécifiques à la zone portuaire en question, reflétant les conditions locales particulières.

Collectivement, les restrictions imposées dans la zone de sécurité contribueront à la réalisation des objectifs de la zone de sécurité. Les mesures restrictives à appliquer dans les zones de sûreté devraient être appropriées et proportionnées au niveau de protection requis pour les personnes, les infrastructures et les autres opérations dans la zone portuaire.

Les restrictions suivantes s'appliquent généralement dans les zones de sécurité:

- Il est interdit de fumer;
- Les lampes, téléphones portables, appareils photo et autres appareils électroniques portables non certifiés sont strictement interdits;
- les grues et autres appareils de levage et de manutention non indispensables à l'avitaillement ne doivent pas être utilisés;
- aucun véhicule (sauf le méthanier) ne doit être présent dans la zone de sécurité;
- aucun navire ou engin ne doit normalement pénétrer dans la zone de sécurité, sauf s'il est dûment autorisé;
- d'autres sources d'inflammation possibles doivent être éliminées;
- l'accès à la zone de sécurité est réservé au personnel autorisé, à condition qu'il soit équipé de détecteurs de gaz portables et d'équipements de protection individuelle (EPI) aux propriétés antistatiques;
- Les entrées de ventilation dans toute la zone de sécurité doivent être limitées, et la politique d'étiquetage doit être appliquée chaque fois que le soutage du GNL est en cours.

Toutes les restrictions doivent être clairement énoncées dans les règlements portuaires ou les notices d'information envoyées longtemps à l'avance aux opérateurs. Toute levée de l'une des restrictions ci-dessus doit toujours être fondée sur une évaluation spécifique et approfondie des risques.

2.2.3 Le règlement MRV 2015/757/UE

MRV Le règlement 2015/757/UE du Parlement européen et du Conseil du 29 avril 2015 relatif à la surveillance, la déclaration et la vérification des émissions de dioxyde de carbone du transport maritime modifie la directive 2009/16/CE.

En vertu des dispositions du règlement MRV, les principales obligations des compagnies maritimes sont les suivantes:

- Surveillance: à partir du 1er janvier 2018, chaque compagnie doit surveiller les émissions de CO₂, la consommation de carburant et d'autres paramètres, tels que la distance parcourue, le temps passé en mer et la cargaison transportée par étape, pour chacun de ses navires.
- Déclaration: à partir de 2019, au plus tard le 30 avril de chaque année, les entreprises doivent envoyer à l'État du pavillon, via THETIS MRV, une déclaration d'émissions vérifiées pour chaque navire ayant effectué des activités de transport maritime au sein de l'UE au cours de la période de déclaration précédente (année civile).
- Certification: à partir de 2019, au plus tard le 30 juin de chaque année, les entreprises doivent s'assurer que tous leurs navires soumis au règlement MRV ont à bord un document de conformité délivré par THETIS MRV.

En effet, depuis le 1er janvier 2015, un système d'information central pour l'enregistrement et l'échange des données et des résultats des inspections à bord des navires, y compris celles liées à l'échantillonnage et à l'analyse du carburant, est devenu opérationnel. Le système THETIS-EU susmentionné permet de contrôler en temps quasi réel le dossier de conformité de chaque navire dans tous les États membres. Tous les États membres utilisent THETIS-EU4 (sur une base volontaire).

2.2.4 L'évaluation NPF par la Commission européenne

Selon la directive DAFI, chaque État membre relevant du NPF doit définir des objectifs nationaux et des actions de soutien pour le développement du marché en ce qui concerne les carburants de substitution, y compris l'établissement et la mise en œuvre de l'infrastructure nécessaire. Chaque NPF doit être soumise à la Commission européenne d'ici novembre 2016. Le tableau présente les principaux champs que le NPF doit inclure en ce qui concerne le GNL.

DIRECTIVE ARTICLE	EXIGENCE	MODE DE TRANSPORT
3 (1) - 3ème point	Évaluation de la situation actuelle et de l'évolution future du marché des carburants de substitution dans le secteur des transports, y compris à la lumière de leur éventuelle utilisation simultanée et combinée, et du développement des infrastructures de carburants de substitution, en tenant compte, le cas échéant, des activités transfrontalières	Tous
6 (1)	Définition d'un nombre adéquat de points de ravitaillement en GNL à mettre en place d'ici le 31 décembre 2025 dans les ports maritimes pour permettre aux bateaux de navigation intérieure ou aux méthaniers de circuler dans le réseau maritime central du TEN-T.	Ports maritimes
6 (2)	Définition d'un nombre adéquat de points de ravitaillement en GNL à mettre en place d'ici le 31 décembre 2030 dans les ports intérieurs pour permettre aux bateaux de navigation intérieure ou aux méthaniers de circuler dans le réseau intérieur central du TEN-T.	Ports intérieurs
6 (3)	Désignation des ports maritimes et intérieurs qui doivent donner accès aux points de ravitaillement en GNL maritimes et intérieurs	Maritime et intérieur
6 (3)	Prise en compte des besoins du marché	Maritime et intérieur
6 (1) e 6 (2)	Coopération entre les États membres voisins pour assurer une couverture adéquate du cœur du réseau TEN-T maritime et terrestre.	Maritime et intérieur
3 (1) - 3ème point	Mesures nécessaires pour garantir la réalisation des cibles et objectifs nationaux contenus dans le cadre politique national	Maritime et intérieur

DIRECTIVE ARTICLE	EXIGENCE	MODE DE TRANSPORT
3 (3)	Fournir la preuve que les intérêts des autorités régionales et locales, ainsi que ceux des parties prenantes, ont été pris en compte.	
3 (4)	Évaluation de la coopération et de la coordination des États membres avec les autres États membres	

Tableau 15 - Liste de contrôle NPF

La Commission européenne a ensuite évalué tous les cadres politiques nationaux soumis par les États membres, en appliquant une approche qualitative (tous les éléments nécessaires inclus dans les NPF) et une analyse quantitative (sur la question de savoir si chaque NPF soutient le DAFI, par le biais d'objectifs, de mesures prévues, etc.)

L'évaluation qualitative est basée sur la liste de contrôle (voir tableau), qui résume toutes les informations qui soutiennent la mise en œuvre de la directive DAFI au niveau national. Pour l'approche quantitative, une série de scores a été développée en termes de statut d'adoption, d'exhaustivité, etc. Toutes les mesures ont été notées faible (si elles sont à l'étude), moyen (si elles sont adoptées/en cours), élevé (mesure en vigueur). Le niveau de soutien pour atteindre les objectifs a également été évalué⁹.

Sur la base de l'évaluation de tous les NPF, une gamme a émergé concernant les plans de GNL dans les ports maritimes et les ports intérieurs. Il y a des pionniers qui ont des projets ambitieux en matière de GNL, comme la Finlande ou la Hongrie, mais il y a aussi plusieurs ports qui n'ont pas encore montré leur orientation en matière de GNL. Pour la plupart des corridors de voies navigables intérieures, la couverture de l'avitaillement en GNL est susceptible d'être inadéquate sur la base des objectifs de la NPF.

La Figure 8 montre les résultats de l'évaluation de l'adéquation des points de ravitaillement en GNL dans les ports maritimes du réseau TEN-T principal (carte de gauche) et des points de ravitaillement en GNL dans les ports intérieurs du réseau TEN-T principal (carte de droite).

⁹ Source : <https://ec.europa.eu/transport/sites/transport/files/legislation/swd20190029.pdf>

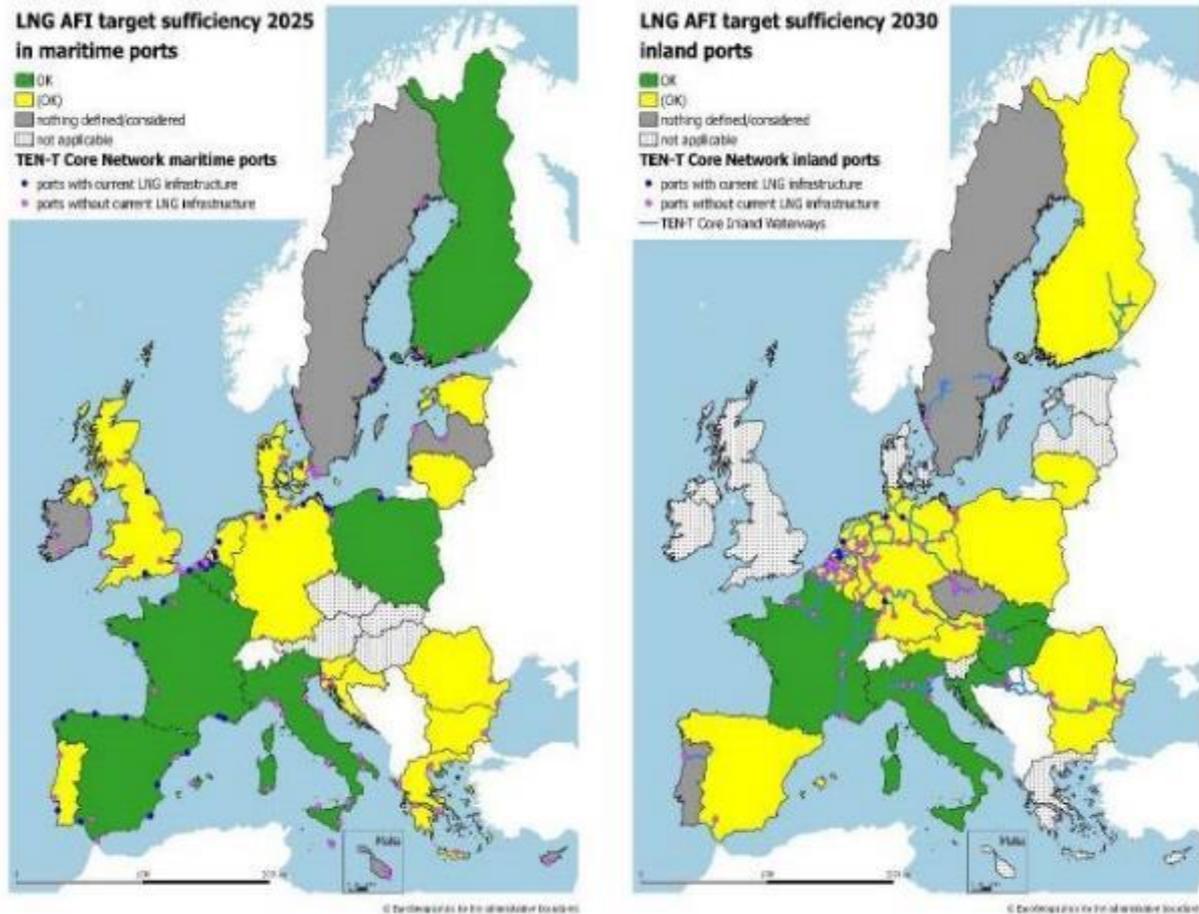


Figure 8 - Évaluations NPF: plans GNL pour les ports maritimes (à gauche) et les ports intérieurs (à droite) ¹⁰

Le Tableau 16¹¹ résume les objectifs d'adéquation des infrastructures et le niveau de réalisation (état actuel divisé par l'objectif futur en pourcentage) pour les points de ravitaillement en GNL dans les ports maritimes et les voies navigables intérieures.

¹⁰ Source: <https://ec.europa.eu/transport/sites/transport/files/legislation/swd20190029.pdf>

¹¹ Pour la terminologie: OK = suffisant; (OK) = suffisant (toutes les informations ne sont pas fournies); i = insuffisant; X = rien de défini/considéré; NA = non applicable).

OBJECTIFS EN MATIÈRE D'INFRASTRUCTURES	INFRASTRUCTURE POUR LES CARBURANTS DE SUBSTITUTION	LE GNL POUR LES PORTS MARITIMES (2025)	GNL POUR LES PORTS INTÉRIEURS (2030)
AT	adéquation	NA	(OK)
	réalisation de l'objectif (en%)	NA	0
BE	adéquation	OK5	(OK)
	réalisation de l'objectif (en%)	~75	0
BG	adéquation	(OK)	(OK)
	réalisation de l'objectif (en%)	0	50
CY	adéquation	X	NA
	réalisation de l'objectif (en%)	-	NA
CZ	adéquation	NA	X
	réalisation de l'objectif (en%)	NA	-
DE	adéquation	(OK)	(OK)

OBJECTIFS EN MATIÈRE D'INFRASTRUCTURES	INFRASTRUCTURE POUR LES CARBURANTS DE SUBSTITUTION	LE GNL POUR LES PORTS MARITIMES (2025)	GNL POUR LES PORTS INTÉRIEURS (2030)
	réalisation de l'objectif (en%)	-	-
DK	adéquation	(OK)	NA
	réalisation de l'objectif (en%)	-	NA
EE	adéquation	(OK)	NA
	réalisation de l'objectif (en%)	0	NA
EL	adéquation	(OK)	NA
	réalisation de l'objectif (en%)	0	NA
ES	adéquation	OK	(OK)
	réalisation de l'objectif (en%)	100	-
FI	adéquation	OK	(OK)

OBJECTIFS EN MATIÈRE D'INFRASTRUCTURES	INFRASTRUCTURE POUR LES CARBURANTS DE SUBSTITUTION	LE GNL POUR LES PORTS MARITIMES (2025)	GNL POUR LES PORTS INTÉRIEURS (2030)
	réalisation de l'objectif (en%)	-	-
FR	adéquation	OK	OK
	réalisation de l'objectif (en%)	14.3	0
RH	adéquation	(OK)	OK
	réalisation de l'objectif (en%)	0	0
HU	adéquation	NA	OK
	réalisation de l'objectif (en%)	NA	0
IE	adéquation	X	NA
	réalisation de l'objectif (en%)	-	NA
FR	adéquation	OK	OK

OBJECTIFS EN MATIÈRE D'INFRASTRUCTURES	INFRASTRUCTURE POUR LES CARBURANTS DE SUBSTITUTION	LE GNL POUR LES PORTS MARITIMES (2025)	GNL POUR LES PORTS INTÉRIEURS (2030)
	réalisation de l'objectif (en%)	0	0
LT	adéquation	(OK)	(OK)
	réalisation de l'objectif (en%)	100	0
LU	adéquation	NA	X
	réalisation de l'objectif (en%)	NA	-
LV	adéquation	X	NA
	réalisation de l'objectif (en%)	-	NA
MT	adéquation	X	NA
	réalisation de l'objectif (en%)	-	NA
NL	adéquation	(OK)	(OK)

OBJECTIFS EN MATIÈRE D'INFRASTRUCTURES	INFRASTRUCTURE POUR LES CARBURANTS DE SUBSTITUTION	LE GNL POUR LES PORTS MARITIMES (2025)	GNL POUR LES PORTS INTÉRIEURS (2030)
	réalisation de l'objectif (en%)	50	38
PL	adéquation	OK	(OK)
	réalisation de l'objectif (en%)	25	-
PT	adéquation	(OK)	X
	réalisation de l'objectif (en%)	20	-
RO	adéquation	(OK)	(OK)
	réalisation de l'objectif (en%)	0	0
SE	adéquation	X	X
	réalisation de l'objectif (en%)	-	-
SI	adéquation	(OK)	NA

OBJECTIFS EN MATIÈRE D'INFRASTRUCTURES	INFRASTRUCTURE POUR LES CARBURANTS DE SUBSTITUTION	LE GNL POUR LES PORTS MARITIMES (2025)	GNL POUR LES PORTS INTÉRIEURS (2030)
	réalisation de l'objectif (en%)	0	NA
SK	adéquation	NA	OK
	réalisation de l'objectif (en%)	NA	0
ROYAUME-UNI	adéquation	(OK)	NA
	réalisation de l'objectif (en%)	45	NA

Tableau 16 - Aperçu de l'adéquation des objectifs de l'infrastructure et du niveau de réalisation ¹²

¹² Source : <https://ec.europa.eu/transport/sites/transport/files/legislation/swd20190029.pdf>

3 Bonnes pratiques pour la réduction du soufre dans les carburants

L'objectif de ce chapitre est de fournir une analyse des bonnes pratiques dans la mise en œuvre des directives sur la réduction de la teneur en soufre des combustibles marins.

Les bonnes pratiques soutiennent la réduction des émissions d'oxydes de soufre provenant des activités de transport maritime par tout procédé, carburant de substitution ou méthode innovante. En particulier, les bonnes pratiques doivent:

- assurer la disponibilité de combustibles marins conformes à la directive;
- soutenir l'utilisation d'un système électrique le long des quais pour alimenter les navires lorsqu'ils sont à quai (repassage à froid);
- appliquer toutes les mesures nécessaires pour garantir le respect des limites de la teneur en soufre du combustible marin;
- tenir un registre accessible au public des fournisseurs locaux de combustible marin.

L'objectif principal est donc de garantir la réduction des émissions d'oxydes de soufre dans l'atmosphère provenant des activités maritimes à l'aide de tous les moyens et instruments utiles: utilisation de combustibles de substitution, systèmes de filtrage à bord des navires, utilisation du vecteur électrique, contrôle des compositions chimiques des combustibles et des gaz d'échappement, etc.

Les solutions optimales pour réduire les émissions de soufre consistent à utiliser des combustibles plus propres à faible teneur en soufre, ou des moyens d'éliminer les polluants des gaz d'échappement (*épurateurs*).

3.1 Macro-catégories qui identifient les bonnes pratiques

Afin de garantir l'application correcte des directives, cinq macro-catégories ont été élaborées au sein desquelles les bonnes pratiques peuvent être définies; elles sont illustrées ci-dessous.

3.1.1 Statut actuel des ports

A cette première catégorie appartiennent toutes les bonnes pratiques qui ont pour objet de fournir des informations relatives à l'état actuel des ports dans le but d'approfondir les connaissances tant du point de vue des combustibles présents et utilisés, que du point de vue de leur impact sur le milieu environnant.

Les bonnes pratiques dans cette catégorie doivent:

- recueillir des informations sur les carburants traditionnels (essence, diesel, huiles marines, etc.) présents dans le port ou dans les zones environnantes;

- recueillir des informations sur les quantités de carburant consommées dans les ports;
- localiser les sites de stockage présents dans les zones portuaires, les quantités de combustibles stockées et les distances par rapport aux principaux consommateurs portuaires;
- établir une liste des carburants utilisés par les navires entrant dans les ports;
- recueillir des données sur les fréquences d'approvisionnement, les lieux d'origine et les quantités de combustibles conventionnels traités dans les ports;
- mettre en place des systèmes de surveillance de la qualité de l'air et de l'eau dans les ports.

Ces activités sont essentielles à la fois pour mieux planifier les actions à mener pour réduire les émissions d'oxyde de soufre et pour évaluer les effets réels des initiatives entreprises, et enfin aussi pour révéler toute irrégularité dans le respect de la réglementation.

3.1.2 Chaîne des carburants de substitution

Comprend toutes les activités et informations de recherche liées aux carburants alternatifs tels que: GNL, hydrogène, biogaz et biocarburant.

Les bonnes pratiques liées à cette catégorie doivent:

- Collecter des informations sur les carburants alternatifs dans et autour du port;
- Identifier les coûts d'achat de divers carburants;
- recueillir des données sur les fréquences d'approvisionnement, les lieux d'origine et les quantités de carburants de substitution traités dans les ports;
- évaluer les meilleures méthodologies de transport pour garantir la compétitivité économique et la sécurité;
- identifier les producteurs actuels et futurs de carburants de substitution;
- évaluer les prix de vente possibles des carburants de substitution dans les ports afin de garantir leur compétitivité et leur adoption par rapport aux carburants classiques;
- évaluer la possibilité d'installer des installations de production de carburants de substitution dans les ports;
- développer des méthodologies pour identifier les meilleurs sites de stockage;
- créer les infrastructures nécessaires pour alimenter les sites de stockage et les relier aux points de ravitaillement des installations portuaires;

- la recherche des meilleures solutions disponibles pour le soutage des navires (*ship to ship, truck to ship, etc.*) et le ravitaillement des véhicules terrestres.

Ces activités visent à approfondir la connaissance de l'ensemble de la chaîne des carburants alternatifs, et en particulier du GNL, dont la chaîne est plus complexe que celle des autres carburants et qui nécessite des infrastructures spécifiques.

3.1.3 Sécurité

Cette catégorie comprend toutes les activités visant à prévenir les risques et dangers liés à la présence et à l'utilisation de carburants alternatifs dans les ports. Ces pratiques visent à la fois à prévenir les situations dangereuses pour les personnes, les structures et l'environnement, mais aussi à assurer la disponibilité de carburants alternatifs dans les ports.

Plus précisément, les activités liées à cette catégorie doivent inclure :

- comment assurer la continuité de l'approvisionnement en carburants de substitution;
- le mode de transport des combustibles (navires, camions, trains, etc.) et les types de voies (routes, chemins de fer, canaux, mer, etc.) jusqu'aux sites de stockage;
- l'évaluation des risques de transport et des éventuelles incidences sur l'environnement;
- les systèmes de sécurité adoptés pour assurer le bon fonctionnement des différents types de sites de stockage (onshore, offshore, etc.) afin de prévenir les risques pour les personnes et/ou l'environnement;
- les dispositions prises pour le transport des carburants des sites de stockage aux points de ravitaillement, les moyens de transport et les systèmes utilisés pour le ravitaillement;
- les plans d'urgence en cas d'accident ou de dysfonctionnement;
- l'étude des meilleurs itinéraires et horaires pour le transport des carburants alternatifs dans les ports;
- études et exercices pour le ravitaillement en sécurité des véhicules;
- la formation du personnel de transport et d'approvisionnement.

Ces activités sont essentielles pour assurer l'utilisation et le déploiement des carburants de substitution dans les ports. Cependant, la plupart des ports ne les ont pas encore mis en œuvre car les carburants alternatifs ne sont pas encore présents dans la plupart d'entre eux.

3.1.4 Politiques en faveur des carburants de substitution

Elle comprend toutes les activités visant à favoriser et/ou à rendre avantageuse l'utilisation de carburants de substitution par rapport aux carburants traditionnels.

Plus précisément, ces meilleures pratiques comprennent:

- Encourager l'utilisation de carburants alternatifs à faible impact environnemental dans les ports et à proximité;
- Réaliser des études de marché pour évaluer la demande, l'offre et les prix relatifs des carburants de substitution;
- Rendre les carburants de substitution rentables par rapport aux carburants traditionnels;
- Méthodes pour sanctionner les véhicules et les opérateurs qui ne respectent pas les limites.
- informer et sensibiliser à l'utilisation des carburants alternatifs, promouvoir leur diffusion et expliquer leurs utilisations, leurs avantages et leurs inconvénients par rapport aux carburants traditionnels.

Leur mise en œuvre est cruciale dans les premières étapes du déploiement des carburants de substitution dans les ports, car ils contribuent à créer un marché initial et à fournir toutes les informations et le soutien nécessaires aux personnes intéressées par leur utilisation.

3.1.5 Systèmes alternatifs pour la réduction des SOx

Cette dernière catégorie comprend toutes les activités qui visent à promouvoir l'utilisation de systèmes technologiques permettant d'obtenir les mêmes résultats en termes de réduction des oxydes de soufre que ceux obtenus par l'utilisation de combustibles à faible teneur en soufre.

Cette catégorie comprend les activités liées à la promotion de l'installation et de l'utilisation de quais électrifiés dans les ports, ou la conception et l'installation de filtres spéciaux à bord des navires pour absorber les oxydes de soufre émis par les navires, tels que les épurateurs.

Outre ces deux solutions principales, cette catégorie comprend toutes les activités et études que tout port peut décider d'entreprendre pour atteindre les résultats requis par la directive sans avoir à utiliser des combustibles à faible teneur en soufre.

4 Carburants

4.1 Vers 2050: l'avenir des carburants

Un carburant sans carbone est possible d'ici 2050. Certaines voies, notamment les énergies renouvelables, la bioénergie ou les mélanges homogènes avec le gaz naturel comme principale source d'ammoniac ou d'hydrogène, pourraient permettre d'atteindre l'objectif ambitieux de l'IMO de réduire de 50% les gaz à effet de serre (GHG). Cependant, l'incertitude demeure quant au choix du carburant, de la technologie et de l'orientation. Il est donc nécessaire de mener des études pilotes et prototypes à grande échelle, d'élaborer des politiques, des normes et des règles, et tout cela sera façonné par les pionniers de ces choix, qui seront poussés par la pression des consommateurs.

L'évolution des mélanges de carburants dans les transports maritimes est étroitement liée à l'évolution du système énergétique au sens large. Jusqu'en 2050, nous pourrions assister à plus d'un changement dans le type de combustible utilisé. Par exemple, une part croissante de biocarburants dans les années 2020 avec des efforts continus pour développer des carburants produits à partir d'électricité renouvelable, appelés électro-carburants, conduisant à un changement majeur vers les électro-carburants dans les années 2040 et 2050.

Dans le secteur des énergies renouvelables, les batteries sur les marchés de courte portée ou utilisées comme hybrides et pour l'alimentation à quai joueront un rôle important dans la réduction de la dépendance aux combustibles fossiles. Le stockage facile de carburants sans carbone ou à faible teneur en carbone (par exemple, les biocarburants durables et le méthanol) peut également constituer une solution intéressante, car les infrastructures et les machines existantes peuvent être utilisées pour faciliter la transition.

La voie de la bioénergie comprend le biogaz, le bio-GNL et le bio-méthanol. La capacité bioénergétique doit augmenter de manière significative et sa production et sa distribution doivent être durables.

4.2 Combustibles traditionnels

En ce qui concerne le transport maritime, le concept de soute comprend techniquement tout type de fioul utilisé à bord des navires. Différents organismes publics et autorités compétentes définissent les caractéristiques des fiouls existants avec des spécifications numériques différentes.

4.2.1 Classification américaine

Selon la classification américaine (US), les fiouls sont numérotés sur une échelle de 1 à 6. Le **point d'ébullition**, la **longueur de la chaîne carbonée** et la **viscosité** du carburant augmentent avec le nombre de carburants. L'huile la plus lourde doit être chauffée afin qu'elle ait la fluidité nécessaire pour s'écouler correctement.

La **densité** est également un paramètre important pour les carburants, car les carburants marins sont purifiés avant d'être utilisés pour éliminer l'eau et les impuretés du pétrole. Comme les purificateurs reposent sur l'utilisation de la force centrifuge, l'huile doit avoir une densité suffisamment différente de celle de l'eau. Les purificateurs plus anciens fonctionnent avec des combustibles dont la densité maximale est de 991 kg/m³. En utilisant la dernière génération de purificateurs, il est possible de purifier des huiles dont la densité peut atteindre 1.010 kg/m³.

Le prix du carburant, quant à lui, a tendance à diminuer à mesure que le nombre caractérisant le carburant lui-même augmente.

Le fioul **numéro 1** est une huile distillée volatile destinée à la vaporisation des brûleurs à pot. Il s'agit de la coupe de kérosène raffiné qui bout immédiatement après la coupe de naphte lourd utilisée pour l'essence (gazoline). Ces fiouls comprennent: le fioul de houille, le fioul de poêle.

Le fioul **numéro 2** est un fioul domestique distillé. Ce carburant est parfois connu sous le nom de Bunker A. Les camions et certaines voitures utilisent un carburant diesel similaire avec un indice de cétane ¹³limite qui décrit la qualité d'allumage du carburant. Tous deux sont généralement obtenus en coupant le gazole léger. Le gasoil désigne à l'origine l'utilisation de cette fraction à la fin du XIXe siècle et au début du XXe siècle: la coupe de gasoil était utilisée comme agent d'enrichissement pour la production de gaz à l'eau carburé.

¹³ L'indice de cétane est un indicateur du taux de combustion du carburant diesel et de la compression requise pour l'allumage. C'est le contraire de l'indice d'octane similaire pour l'essence. Le CN est un facteur important dans la détermination de la qualité du diesel, mais ce n'est pas le seul; les autres mesures de la qualité du diesel comprennent (sans s'y limiter) le contenu énergétique, la densité, le pouvoir lubrifiant, les propriétés d'écoulement à froid et la teneur en soufre.

Le fioul **numéro 3** est une huile distillée destinée aux brûleurs qui nécessitent un combustible à faible viscosité. L'ASTM¹⁴ a combiné ce grade avec la spécification numéro 2 et le terme est rarement utilisé depuis le milieu du 20e siècle.

Le fioul **numéro 4** est un fioul commercial utilisé pour les brûleurs sans préchauffeur. Il peut être obtenu en coupant le gazole lourd.

Le mazout **numéro 5** est un mazout industriel résiduel qui doit être préchauffé à 77-104°C (171-219°F) pour une bonne atomisation du brûleur. Ce carburant est parfois connu sous le nom de "Bunker B". Il peut être obtenu en coupant du carburant diesel lourd, ou il peut s'agir d'un mélange d'huile résiduelle avec suffisamment d'huile numéro 2 pour ajuster la viscosité jusqu'à ce qu'il puisse être pompé sans préchauffage.

Le mazout n° 5 est également appelé "Navy Special Fuel Oil" (NSFO) ou simplement "Navy Special". Les huiles 5 et 6 sont aussi communément appelées fioul lourd (HFO) ou fioul de chauffage (FFO); leur viscosité élevée nécessite un chauffage, généralement par un système de recirculation de vapeur à basse pression, avant que l'huile puisse être pompée d'un réservoir de soute.

Le fioul **numéro 6** est une huile résiduelle à haute viscosité qui nécessite un préchauffage à 104-127°C (219-262 °F). Le terme "résidu" désigne la matière qui reste après l'élimination par ébullition des coupes de pétrole brut les plus précieuses. Le résidu peut contenir diverses impuretés indésirables, dont 2% d'eau et 0,5% de terre minérale. Ce combustible peut être connu sous le nom de fuel résiduel (RFO)¹⁵, d'après les spécifications de la marine pour le bunker C ou les spécifications du Pacifique pour le PS-400.

¹⁴ ASTM International, anciennement connu sous le nom d'American Society for Testing and Materials, est un organisme international de normalisation qui élabore et publie des normes techniques consensuelles volontaires pour un large éventail de matériaux, produits, systèmes et services.

¹⁵ Le fioul résiduel est l'un des produits pétroliers les moins valorisables pour une raffinerie. Il s'agit essentiellement d'un sous-produit de la production de produits légers qui sont le principal objectif d'une raffinerie. La principale utilisation finale du mazout résiduel est celle de combustible dans les fours simples tels que les centrales électriques et les chaudières industrielles. C'est également le principal combustible utilisé sur les navires de haute mer, où il est appelé combustible de soute. Toutefois, le fioul résiduel doit respecter certaines spécifications de qualité, pour des raisons de performance et d'environnement. Les plus importantes sont: a) la viscosité: il s'agit de la mesure de la tendance d'un fluide à résister à l'écoulement. Une viscosité plus faible est plus souhaitable; b) Teneur en soufre: le fioul a une teneur maximale en soufre déterminée par les préoccupations environnementales. Il s'agit généralement d'une teneur maximale en soufre exprimée en% du poids. Le fioul résiduel est le plus lourd d'une gamme de différentes qualités de fioul.

4.2.2 Classification britannique (BS 2869)

Contrairement au système de catalogage américain, la norme britannique BS 2869¹⁶, dédiée aux fiouls pour les moteurs agricoles, domestiques et industriels, spécifie les 8 classes de fiouls présentées dans le Tableau 17.

CLASSE	TIPO	MIN. VISCOSITÀ CINEMATICA	MAX. VISCOSITÀ CINEMATICA	MIN FLASH POINT	MAX. CONTENUTO ZOLFO	ALIAS
C1	DISTILLATE	-	-	43° C	0.04 % (m/m)	Paraffina
C2	DISTILLATE	1.000 MMF2/S A 40° C	2.000 MMF2/S A 40° C	38° C	0.1 % (m/m)	Kerosene
A2	DISTILLATE	2.000 MMF2/S A 40° C	5.000 MMF2/S A 40° C	>55° C	0.001 % (m/m)	ULSD LOW SULPHUR GAS OIL
D	DISTILLATE	2.000 MMF2/S A 40° C	5.000 MMF2/S A 40° C	>55° C	0.1 % (m/m)	GAS OIL RED DIESEL
E	RESIDUAL	-	8.200 MMF2/S A 40° C	66° C	1 % (m/m)	LFO
F	RESIDUAL	8.201 MMF2/S A 100° C	20.000 MMF2/S A 100° C	66° C	1 % (m/m)	MFO (MEDIUM FUEL OIL)
G	RESIDUAL	20.010 MMF2/S A 100° C	40.000 MMF2/S A 100° C	66° C	1 % (m/m)	HFO
H	RESIDUAL	40.010 MMF2/S A 100° C	56.000 MMF2/S A 100° C	66° C	1 % (m/m)	-

Tableau 17 - Fuel Oils: British Standard BS 2869 (Source: BS 28695)

Les carburants C1 et C2 ont des caractéristiques similaires à celles du kérosène. Le **type C1** est destiné à être utilisé dans les appareils sans liquide (par exemple, les appareils sans cheminée). Le **C2** est utilisé dans les brûleurs à vaporisation ou à atomisation raccordés à des appareils à conduit de fumée. Le carburant **A2** convient aux applications mobiles pour lesquelles un carburant sans soufre est nécessaire.

Le combustible de classe **D** est similaire à celui de la classe A2 et convient aux applications stationnaires telles que le chauffage domestique, commercial et industriel. La norme BS 2869 autorise les carburants de classe A2 et de classe D à contenir jusqu'à 7% de biodiesel

¹⁶ La norme BS 2869: 2017 spécifie les exigences pour huit classes de combustibles pétroliers pour les moteurs et les chaudières utilisés dans des applications agricoles, domestiques et industrielles. Cette norme britannique n'empêche pas l'utilisation légale d'une classe de carburant dans une application conçue pour être utilisée avec un carburant d'une autre classe. Cependant, il est fortement recommandé de n'utiliser que du combustible de classe C1 dans les appareils domestiques sans fluide et il est conseillé d'effectuer des essais ou de consulter le fabricant de l'appareil si le combustible doit être utilisé à une fin autre que celle pour laquelle il est classé dans cette norme britannique.

(ester méthylique d'acide gras, FAME¹⁷), à condition que la teneur en FAME soit conforme aux exigences de la norme BS EN 14214¹⁸.

Les classes **E à H** sont des huiles résiduelles destinées aux brûleurs à pulvérisation desservant les chaudières ou, à l'exception de la classe H, certains types de moteurs à combustion de grande taille. Les classes F à H nécessitent inévitablement un chauffage avant l'utilisation; le carburant de la classe E peut nécessiter un préchauffage, selon les conditions environnementales.

En soulignant les différentes caractéristiques et le catalogage des soutes, il convient de noter que dans la pratique maritime moderne, il est rare qu'elles soient étiquetées de la sorte.

4.2.3 Classification du secteur maritime - Bunker Oil

Dans le secteur maritime, un autre type de classification est utilisé pour les fiouls. En particulier, les combustibles marins (voir DIN ISO 8217¹⁹) sont appelés combustibles de soute.

¹⁷ Les esters méthyliques d'acides gras (FAME) sont un type d'ester d'acide gras dérivé de la transestérification de graisses avec du méthanol. Les molécules du biodiesel sont principalement des EMAG, généralement obtenus à partir d'huiles végétales par transestérification. Ils sont utilisés pour produire des détergents et du biodiesel. Les FAMES sont généralement produits par une réaction catalysée par les alcalis entre les graisses et le méthanol en présence de bases telles que l'hydroxyde de sodium, le méthoxyde de sodium ou l'hydroxyde de potassium. L'une des raisons de l'utilisation d'EMAG dans le biodiesel au lieu d'acides gras libres est de neutraliser toute corrosion que les acides gras libres pourraient provoquer sur les métaux des moteurs, des équipements de production, etc. Les acides gras libres ne sont que légèrement acides, mais à la longue, ils peuvent provoquer une corrosion cumulative, contrairement à leurs esters.

¹⁸ La présente norme européenne spécifie les exigences et les méthodes d'essai pour les esters méthyliques d'acides gras (ci-après dénommés FAME) commercialisés et livrés, destinés à être utilisés comme carburant pour les moteurs diesel et les applications de chauffage à une concentration de 100% ou comme diluant pour le carburant distillé pour les moteurs diesel conformément aux exigences de la norme EN 590 et pour le carburant de chauffage. La concentration de 100% est applicable au carburant destiné aux moteurs diesel et aux applications de chauffage conçus ou adaptés ultérieurement pour fonctionner à 100% d'EMAG.

¹⁹ Les différents combustibles marins selon la norme ISO 8217 sont produits à partir de pétrole brut par distillation fractionnée dans des raffineries. Dans ce processus, le pétrole brut est progressivement chauffé jusqu'à une température juste inférieure à celle à laquelle il se décompose. Si, au cours du processus de chauffage, le point d'ébullition d'un composant particulier du pétrole brut, une "fraction", est dépassé, il passe en phase gazeuse. Les fractions contenant des molécules plus petites s'évaporent à des températures plus basses que les fractions contenant des molécules à chaîne plus longue (et donc plus grande). Les différentes fractions sont ensuite refroidies en dessous de leur point d'ébullition et liquéfiées. Les fractions ainsi séparées du pétrole brut sont appelées distillats. Le résidu de la distillation fractionnée, qui ne passe pas en phase gazeuse, est appelé combustible résiduel ou fioul lourd. La teneur en soufre de ce fioul lourd peut être réduite par d'autres procédés.

Le terme "fioul de soute"²⁰ désigne tout type de fioul utilisé pour alimenter les navires.

Les fiouls sont divisés en:

- fuel-oil à haute teneur en soufre (HFO);
- fiouls à teneur en soufre intermédiaire (IFO);
- combustibles à faible teneur en soufre (LFO) - combustibles conformes aux nouvelles réglementations (<0,5% SO_x).

Le fioul **lourd est ce** que l'on appelle le fioul résiduel pur ou presque pur, un combustible traditionnellement utilisé par les navires qui, après 2020, ne pourra plus être utilisé pour la propulsion des navires en raison de sa forte teneur en soufre (généralement supérieure à 3,5%). Il a une viscosité maximale de 380 centistoke²¹ et minimale de 180 centistoke.

Le **fioul intermédiaire**, quant à lui, est un mélange de gazole et de fioul lourd dont la teneur en soufre est plus faible, < 3,5%. En fonction de sa viscosité, il peut être considéré comme un distillat (viscosité maximale de 180 centistokes) ou un combustible résiduel (viscosité maximale de 380 centistokes).

Les normes et spécifications auxquelles doivent répondre les carburants à base de pétrole utilisés dans les moteurs diesel et les chaudières des navires ont été définies par l'Organisation maritime internationale (IMO) dans la norme ISO 8217 "**Produits pétroliers - Combustibles (classe F) - Spécifications des combustibles marins**". Il s'agit d'une norme mondialement acceptée pour la spécification des combustibles marins qui les distingue en combustibles **résiduels** et en **combustibles distillés** sur la base de leurs principaux composants.

²⁰ Le terme "bunker" est dérivé du nom anglais des conteneurs dans lesquels il est stocké, notamment les citernes de soute des navires et les soutes des sites portuaires. Une autre origine du nom peut être trouvée dans les soutes à charbon, où le carburant était initialement stocké.

²¹ Le centistoke est l'unité de mesure de la viscosité d'un bunker. La viscosité est le premier paramètre à prendre en considération car elle est liée à la fois à la possibilité de manipuler le carburant et aux spécifications pour l'envoyer au moteur. Si la faible viscosité était autrefois une indication de la qualité des hydrocarbures, les techniques modernes de raffinage et de mélange permettent de produire des carburants de faible viscosité mais de qualité médiocre, notamment en termes de contaminants et de stabilité. La viscosité dépend beaucoup de la température, c'est pourquoi toutes les mesures se réfèrent à une température d'essai. La viscosité dynamique a les dimensions d'une pression par unité de temps (Poise, Pa/s) Il existe différentes unités de mesure, St (Stokes, cm²/s) pour le système international, mais aussi les degrés Redwood et Engler. On considère généralement que la viscosité cinématique est obtenue à partir de la viscosité dynamique en la divisant par la densité du matériau. La valeur de la viscosité des carburants résiduels peut atteindre 700 cSt, 380 cSt étant une valeur courante de nos jours.

La norme ISO 8216 (Produits pétroliers - Combustibles (classe F) - Classification) classe les catégories de combustibles marins. Selon que le combustible a été produit par distillation ou qu'il s'est accumulé comme résidu dans la raffinerie de pétrole, il est classé comme un distillat (ou "combustible de distillation" selon la norme) ou un **combustible résiduel**.

Selon la norme ISO 8217, les combustibles **résiduels** sont subdivisés en six types de combustibles en fonction de leur **viscosité** (viscosité cinématique) - **RMA, RMB, RMD, RME, RMG** et **RMK** - en combinaison avec leur valeur limite de viscosité cinématique maximale à 50°C. La viscosité est exprimée en millimètres carrés par seconde (mm²/s). Des valeurs de viscosité proches de 700 mm²/s indiquent des combustibles résiduels très visqueux. Plus la valeur de la viscosité cinématique est faible, plus le carburant est fluide. En règle générale, plus la viscosité est faible, plus la qualité du carburant marin est élevée. Les combustibles résiduels sont utilisés dans les gros moteurs marins à vitesse moyenne ou faible. Pour autant que le navire ne se trouve pas dans une zone spéciale de restriction des émissions (Emission Control Area ou ECA), il s'agira généralement d'un combustible marin de type "IFO 380" (intermediate fuel oil) avec la désignation ISO 8217 "RMG 380" ou "RMK 380" ²².

Selon la norme ISO 8217, les **combustibles distillés** sont divisés en quatre classes: **DMX, DMA, DMB** et **DMZ**.

Le **DMX** est un distillat qui n'est utilisé que sur les petits moteurs (bateaux de sauvetage/unités de secours) et qui est destiné à être utilisé en dehors de la salle des machines.

Le **DMA** et le **DMB** diffèrent principalement en ce que le DMB peut contenir des traces de carburant résiduel. La quatrième classe de distillat, le **DMZ**, ne doit pas contenir de composants résiduels de carburant, a une teneur en aromatiques plus élevée et une viscosité à 40°C légèrement supérieure à celle des autres distillats. Ceci afin de garantir que l'injection de carburant puisse continuer à refroidir et à lubrifier lors du passage d'un carburant marin de qualité inférieure au DMZ (par exemple, lors du passage à un ECA).

La norme ISO 8217 définit également les paramètres de **qualité d'un** combustible marin, par exemple l'inflammabilité (indice d'aromaticité du carbone calculé/CCAI), la teneur maximale en acides et en métaux et les limites de la teneur en soufre. En principe, le respect des limites d'émission peut également être assuré par des équipements supplémentaires (systèmes de filtres, épurateurs). À cet égard, l'armateur est responsable du respect des

²² "RMG 380" ou "RMK 380" sont des types de combustibles résiduels marins (RM) dont la classification G ou K dépend du grade de viscosité du combustible. Les distillats marins (DM), DMX, DMA, DMB et DMZ sont classés de la même manière, leur classification X/A/B/Z dépendant de la viscosité du distillat.

limites d'émission en achetant le combustible marin approprié pour la technologie du navire concerné.

La classification ISO 8217 mise à jour en 2017 est présentée dans le tableau 2, qui indique les différents degrés de densité, de viscosité, de cétane et autres caractéristiques qui font qu'un bunker est plus propre et plus raffiné que d'autres.

REQUIREMENTS FOR MARINE DISTILLATE FUELS

Characteristic	Unit	Limit	Category ISO-F-						Test method(s) and references	
			DMX	DMA	DFA	DMZ	DFZ	DMB		DFB
Kinematic viscosity at 40 °C	mm ² /s *	Max	5,500	6,000		6,000		11,00	ISO 3104	
			Min	1,400	2,000		3,000			2,000
Density at 15 °C	kg/m ³	Max	-	890,0		890,0		900,0	ISO 3675 or ISO 12185; see 6.1	
Cetane index	-	Min	45	40		40		35	ISO 4264	
Sulfur ^a	mass %	Max	1,00	1,00		1,00		1,50	ISO 8754 or ISO 14596; ASTM D4294; see 6.3	
Flash point	°C	Min	43,0	60,0		60,0		60,0	ISO 2719; see 6.4	
Hydrogen sulfide	mg/kg	Max	2,00	2,00		2,00		2,00	IP 570; see 6.5	
Acid number	mg KOH/g	Max	0,5	0,5		0,5		0,5	ASTM D664; see 6.6	
Total sediment by hot filtration	mass %	Max	-	-		-		0,10 *	ISO 10307-1; see 6.8	
Oxidation stability	g/m ³	Max	25	25		25		25 ^d	ISO 12205	
Fatty acid methyl ester (FAME) ^e	volume %	Max	-	-	7,0	-	7,0	-	7,0	ASTM D7963 or IP 579; see 6.10
Carbon residue – Micro method on the 10 % volume distillation residue	mass %	Max	0,30	0,30		0,30		-	ISO 10370	
Carbon residue – Micro method	mass %	Max	-	-		-		0,30	ISO 10370	
Cloud point ^f	winter	°C	Max	-16	report	report		-	ISO 3015; see 6.11	
	summer	°C	Max	-16	-	-		-		
Cold filter plugging point ^f	winter	°C	Max	-	report	report		-	IP 309 or IP 612; see 6.11	
	summer	°C	Max	-	-	-		-		
Pour point (upper) ^f	winter	°C	Max	-	-6	-6		0	ISO 3016; see 6.11	
	summer	°C	Max	-	0	0		6		
Appearance			Clear and Bright ^g					*	see 6.12	
Water	volume %	Max	-	-		-		0,30 ^h	ISO 3733	
Ash	mass %	Max	0,010	0,010		0,010		0,010	ISO 6245	
Lubricity, corrected wear scar diameter (WSD) at 60 °C ^h	µm	Max	520	520		520		520 ^h	ISO 12156-1	

- a 1 mm²/s = 1 cSt
 b Notwithstanding the limits given, the purchaser shall define the maximum sulfur content in accordance with relevant statutory limitations. See Introduction.
 c If the sample is not clear and bright, the total sediment by hot filtration and water tests shall be required, see 6.8 and 6.12.
 d If the sample is not clear and bright, the test cannot be undertaken and therefore, compliance with this limit cannot be shown.
 e See 6.1 and Annex A.
 f Pour point cannot guarantee operability for all ships in all climates. The purchaser should confirm that the cold flow characteristics (pour point, cloud point, cold filter, plugging point) are suitable for the ship's design and intended voyage. See 6.11.
 g If the sample is dyed and not transparent, then the wear limit and test method as given in 6.12 shall apply.
 h This requirement is applicable to fuels with a sulfur content below 500 mg/kg (0,050 mass %).

Tableau 18 - Classification ISO 8217: Exigences techniques pour les fiouls marins distillés.

REQUIREMENTS FOR MARINE RESIDUAL FUELS

Characteristic	Unit	Limit	Category ISO-F-											Test method reference	
			RMA	RMB	RMD	RME	RWG				RMK				
			10	30	80	180	180	380	500	700	380	500	700		
Kinematic viscosity at 50 °C	mm ² /s *	Max	10,00	30,00	80,00	180,0	180,0	380,0	500,0	700,0	380,0	500,0	700,0	ISO 3104	
Density at 15 °C	kg/m ³	Max	930,0	960,0	975,0	991,0	991,0				1010,0			ISO 3875 or ISO 12188; see 6.1	
CCAI	-	Max	850	880	880	880	870				870			see 6.2	
Sulfur ^b	mass %	Max	Statutory requirements											ISO 8754 or ISO 14596 or ASTM D4294; see 6.3	
Flash point	°C	Min	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0				60,0			ISO 2719; see 6.4	
Hydrogen sulfide	mg/kg	Max	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00				2,00			IP 510; see 6.5	
Acid number ^c	mg KOH/kg	Max	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5				2,5			ASTM D664; see 6.6	
Total sediment - Aged	mass %	Max	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10				0,10			ISO 10307-2; see 6.9	
Carbon residue - Micro method	mass %	Max	2,50	10,00	14,00	15,00	18,00				20,00			ISO 10370	
Pour point (upper) ^d	winter	°C	Max	0	0	30	30	30				30			ISO 3016
	summer	°C	Max	6	6	30	30	30				30			
Water	volume %	Max	0,30	0,50	0,50	0,50	0,50				0,50			ISO 3733	
Ash	mass %	Max	0,040	0,070	0,070	0,070	0,100				0,150			ISO 6245	
Vanadium	mg/kg	Max	50	150	150	150	350				450			IP 501, IP 470 or ISO 14597; see 6.14	
Sodium	mg/kg	Max	50	100	100	50	100				100			IP 501, IP 470; see 6.15	
Aluminium plus silicon	mg/kg	Max	25	40	40	50	60				60			IP 501, IP 470 or ISO 10478; see 6.16	
Used lubricating oil (ULO): - Calcium and zinc; or - Calcium and phosphorus	mg/kg	-	Calcium > 30 and zinc > 15 or Calcium > 30 and phosphorus > 15											IP 501 or IP 470; IP 530; see 6.17	

a 1 mm²/s = 1 cSt.

b The purchaser shall define the maximum sulfur content in accordance with relevant statutory limitations. See Introduction.

c See Annex E.

d Purchasers should confirm that this pour point is suitable for the ship's intended area of operation.

Tableau 19 - Classification ISO 8217: Exigences techniques relatives aux fiouls résiduels pour la marine.

4.2.4 Huiles lourdes respectant les limitations de soufre

Les huiles conformes sont celles dont la teneur en soufre est inférieure à 0,5%, la limite imposée par la convention MARPOL. Ils sont actuellement peu utilisés sur le marché en raison de leur prix élevé et de la faible disponibilité de l'offre. Toutefois, lorsque les nouvelles réglementations MARPOL entreront en vigueur le 1er janvier 2020, ce seront les fiouls sur lesquels le marché se concentrera le plus, du moins à court terme, afin de respecter les limites de soufre associées à l'utilisation de combustibles marins.

En ce qui concerne les fiouls résiduels à faible teneur en soufre, on peut citer les éléments suivants:

- Mazout à très faible teneur en soufre (VLSFO) - teneur en soufre <0,5%:
 - VLSFO 380: mazout intermédiaire à faible teneur en soufre (<0,5%) dont la viscosité maximale est de 380 centistokes;
 - VLSFO 180: fioul intermédiaire à faible teneur en soufre (<0,5%) et d'une viscosité maximale de 180 centistoke.
- Fuel-oil ultra-léger en soufre (ULSFO) - teneur en soufre <0,1%, également autorisé dans la zone SECA:
 - ULSFO 380 - Mazout intermédiaire à faible teneur en soufre (<0,1%) dont la viscosité maximale est de 380 centistokes;

- ULSFO 180 - Mazout intermédiaire à faible teneur en soufre (<0,1%) dont la viscosité maximale est de 180 centistokes.

Le fioul à **très faible teneur** en soufre (**VLSFO**), en particulier, est un fioul à très faible teneur en soufre (< 0,50% en masse) dont la viscosité est de 180 Cks ou 380cks. Cependant, la teneur en soufre du VLSFO est généralement supérieure à 0,1% et ne convient donc pas à la navigation dans la zone SECA. La famille VLSFO max. 0,50% SOX est une gamme de types de combustibles mélangés entre distillats (DM) et résidus (RM). Les caractéristiques du carburant qui peuvent varier par rapport à 0,50% de SOX sont la viscosité, la densité, le point d'écoulement et la teneur en matériaux catalytiques. Ces paramètres sont tous importants à prendre en compte car ils affectent de nombreux systèmes embarqués.

On suppose que les grades de VLSFO S 0,50% seront classés selon la norme ISO 8217, la norme de soude à ce jour. Les caractéristiques des combustibles d'un certain grade ISO 8217 peuvent varier davantage à l'avenir, car on s'attend à une plus grande variation des flux de raffinage utilisés. Le groupe de travail de l'ISO 8217 prépare une spécification accessible au public (PAS) qui fournira des directives sur l'application des carburants VLSFO conformes à la norme ISO 8217 0,50%.

Le Tableau 20 montre quelques caractéristiques de certains de ces échantillons VSLO qui sont compatibles avec les normes ISO.

<i>PARAMETRO</i>	<i>SANTOS</i>	<i>SANTOS/ROTTERDAM</i>	<i>FOS</i>	<i>AVILES</i>	<i>ST. PETE 1</i>	<i>ST. PETE 2</i>
VISC_50 C (CST)	12,1	30,9	5,5	19,4	15,3	10,8
DENS_15 C (KG/M^3)	911,1	940,6	877,4	918,1	910,6	892,8
SULPHUR (% m/m)	0,51	0,51	0,49	0,43	0,49	0,49
TSA (% m/m)	0,01	0,01	0,13	0,01	0,01	0,01
TSP (% m/m)	0,01	0,01	0,11	0,01	0,01	0,01
ASH (% m/m)	0,01	0,01	0,02	0,01	0,01	0,01
VANADIUM (mg/kg)	13	16	25	12	14	14
soDIUM (mg/kg)	3	3	14	44	7	7
AL+SI (mg/kg)	6	9	21	9	6	6
POUR POINT °C	0	-6	-15	0	-15	-9
CCAI	824	835	810	821	818	808
NSE (MJ/Kg)	42,11	41,73	42,54	42,05	42,12	42,35
HFO RATIO (% m/m)	41	57	20	54	41	37

Tableau 20 - Caractéristiques des différents types de VLSFO (Source: ISO 8217)

Le principal objectif de ces combustibles sera de fournir une alternative moins coûteuse au MGO 0,5% SOx.

Du point de vue de l'armateur et en se concentrant sur les profils de gestion liés aux opérations, lors de la conversion du HFO/IFO au VLSFO, il faudra s'assurer que la

technologie du moteur est compatible avec le VLSFO et qu'aucun problème de stabilité du carburant n'est créé.

La **stabilité d'un** combustible résiduel est définie par sa résistance à l'écoulement et à la création de boues asphalténiques, même lorsqu'il est soumis à des forces telles que le chauffage et de longues périodes de stockage. Dans la norme ISO 8217: 2017, la stabilité du combustible est mesurée en utilisant la méthode des sédiments totaux. Plus la quantité de sédiments mesurée est élevée, plus on s'attend à ce que des sédiments tombent du carburant, provoquant ainsi des boues. La compatibilité des carburants est une mesure de la stabilité d'un carburant lorsqu'il est mélangé à un autre carburant et de la tendance du mélange à former des boues et des dépôts. Ce processus peut se produire immédiatement après le mélange ou plus tard, selon le degré de stabilité du carburant, et le processus n'est pas réversible. Les problèmes qui en résultent sont des problèmes dans le système de nettoyage du carburant avec des boues dans les réservoirs et dans le système de carburant, ce qui peut entraîner le blocage des filtres. Les problèmes d'incompatibilité ont toujours été présents en ce qui concerne le fonctionnement des systèmes de moteurs tels que ceux utilisés sur les navires commerciaux, mais les problèmes d'incompatibilité peuvent devenir plus courants lorsque de nouveaux flux de raffinage sont utilisés pour produire du VLSFO à 0,50%.

La composition du VLSFO devrait varier considérablement d'un continent à l'autre: les volumes européens devraient contenir des volumes importants de résidus atmosphériques à faible teneur en soufre, tandis que les volumes asiatiques/américains devraient contenir des portions importantes de résidus à haute teneur en soufre. Ces différences soulèvent de graves problèmes d'incompatibilité; et non seulement d'incompatibilité entre différents produits, mais aussi entre lots d'un même produit.

Individuellement, les produits VLSFO peuvent dépasser les critères de stabilité de la norme ISO 8217 mais deviennent instables lorsqu'ils sont mélangés ensemble, ce qui entraîne une condition d'incompatibilité. La recommandation générale est d'éviter ou de minimiser le mélange de carburants ou, mieux encore, de séparer complètement le stockage et la gestion des carburants à bord du navire, avec des lignes de soutes séparées, des réservoirs de stockage séparés, un règlement et un entretien séparés.

En ce qui concerne l'utilisation de l'ULSFO, il s'agit d'un fioul résiduel à très faible teneur en soufre (ULSFO) dont la teneur en soufre est inférieure à 0,1% et dont la viscosité est comprise entre 180 cks et 380 cks, adapté à la navigation dans la zone SECA. L'ULSFO est un mélange d'un combustible distillé avec une petite quantité de mazout résiduel (type DMB). Ce combustible présente une viscosité et une densité plus faibles, ainsi que de meilleures propriétés d'allumage et de combustion que les combustibles résiduels marins classiques.

Les nouveaux carburants à 0,10% de soufre présentent certaines caractéristiques communes:

Compatibilité et stabilité: Les ULSFO sont plus paraffiniques et augmentent le risque d'incompatibilité avec les carburants résiduels classiques, comme le DMA mélangé aux carburants résiduels classiques.

Viscosité: La viscosité est inférieure à celle des carburants résiduels classiques mais supérieure à celle du DMA. Peut nécessiter un chauffage.

Il peut y avoir un risque réduit de **choc thermique** pendant la commutation.

Densité: la densité est plus faible que celle des combustibles résiduels classiques; cela peut nécessiter un ajustement des centrifugeuses pour assurer une propreté adéquate du combustible.

Les nouveaux combustibles ont généralement une excellente **qualité d'allumage**.

Point d'écoulement: Les carburants ULSFO doivent être entreposés à au moins 10 °C au-dessus du point d'écoulement. Ces carburants peuvent avoir des caractéristiques d'écoulement à froid différentes de celles des carburants classiques et la prise en compte du seul point d'écoulement n'est pas suffisante pour garantir un fonctionnement sans problème.

Comme dans le cas du VLSFO, les principales considérations techniques pour les armateurs et les opérateurs sont les suivantes:

Configuration du réservoir de la cuve et du système d'alimentation en carburant: il est recommandé de disposer d'un système d'alimentation en carburant entièrement séparé pour éviter toute incompatibilité et toute formation de boue lors du passage du carburant résiduel classique. En outre, le nettoyage du réservoir est recommandé lors du ravitaillement de ces carburants.

Exigences en matière de chauffage: en raison de leurs propriétés d'écoulement à froid, il peut être nécessaire de chauffer en permanence le combustible pour minimiser le risque de formation de cire, même lors du stockage (surtout dans les régions froides).

Système de traitement du carburant: suivre les recommandations de l'équipementier et du fournisseur de carburant. Évitez la surchauffe.

Les **procédures de remplacement du carburant** HFO - ULSFO ne sont pas différentes de celles du DMA - HFO; le changement contrôlé minimise le risque de choc thermique des composants et d'incompatibilité des carburants.

Chaque nouveau carburant à 0,10% de soufre a sa propre formulation unique. Par conséquent, les nouveaux carburants à 0,10% de soufre ont leurs propres spécifications en termes de stockage, de manipulation et d'utilisation. Voici un exemple de mélanges possibles d'ULSFOs

	SUPPLIER A	SUPPLIER B	SUPPLIER C	SUPPLIER D	SUPPLIER E	SUPPLIER F	SUPPLIER G	SUPPLIER H	SUPPLIER I
DENSITY (Kg/M ³ _15 C)	895-915	910	857	868	932	845	868	928	870-930
VISCOSITY (CST_40 o 50 C)	40-75	65	17,6	8,8	22,6	8,8	8,5	45-65	8-25
SULPHUR (% m/m)	0,1	0,095	0,08	0,05	0,1	0,03	0,09	0,1	0,1
POUR POINT (C)	15-30	20	<-12	-12	30	21	27	20-25	18-21
FLASH POINT (C)	>70	60	>200	72	90	>70	>70	70	60-80
WATER (% v/v)	0,05	0,1	>0,2	0,004	<0,05	0,01	0,05	0,2	0,05-0,1
ACID NUMBER (mg koh/g)	<0,1	2,5	0,3	0,27	0,06	0,04	-	2,5	0,1-0,2
AL+SI (ppm m/m)	<0,3	17	<15	-	34	<1	<3	10-20	12-15
LUBRICITY	<320	520	-	410	-	326	-	-	-
CCAI	795-810	860	762	-	-	765	789	790-800	790-810

Tableau 21 - Caractéristiques des différents types d'ULSFO (Source: ISO 8217)

4.2.5 Huiles lourdes combinées avec des systèmes d'épuration des gaz d'échappement (EGCS)/des laveurs.

L'alternative à l'utilisation de combustibles marins à très faible teneur en soufre dans les ECA est l'utilisation d'épurateurs. Cette technologie, qui ne nécessite pas d'investissement dans le réaménagement des moteurs des navires, comme c'est le cas avec les énergies alternatives et les fiouls dont la teneur en SO_x est inférieure à 0,5%, consiste à injecter de l'eau dans le flux d'échappement pour réduire les émissions de soufre et autres. Cependant, le réaménagement d'un navire existant par l'introduction de cette technologie entraîne des investissements importants de la part de l'armateur (plusieurs millions d'euros selon le type de navire et le type d'épurateur installé). En outre, la nécessité de mettre le navire en cale sèche pour des opérations d'intervention pendant des périodes qui ne sont pas courtes entraîne également une réduction des revenus et des flux de trésorerie positifs provenant de la gestion de l'actif du navire, avec d'autres implications financières négatives pour les armateurs et les propriétaires de navires. D'autre part, l'introduction de l'épurateur permet d'utiliser des combustibles marins à forte teneur en soufre, dont on sait qu'ils sont moins chers que les nouveaux combustibles conformes.

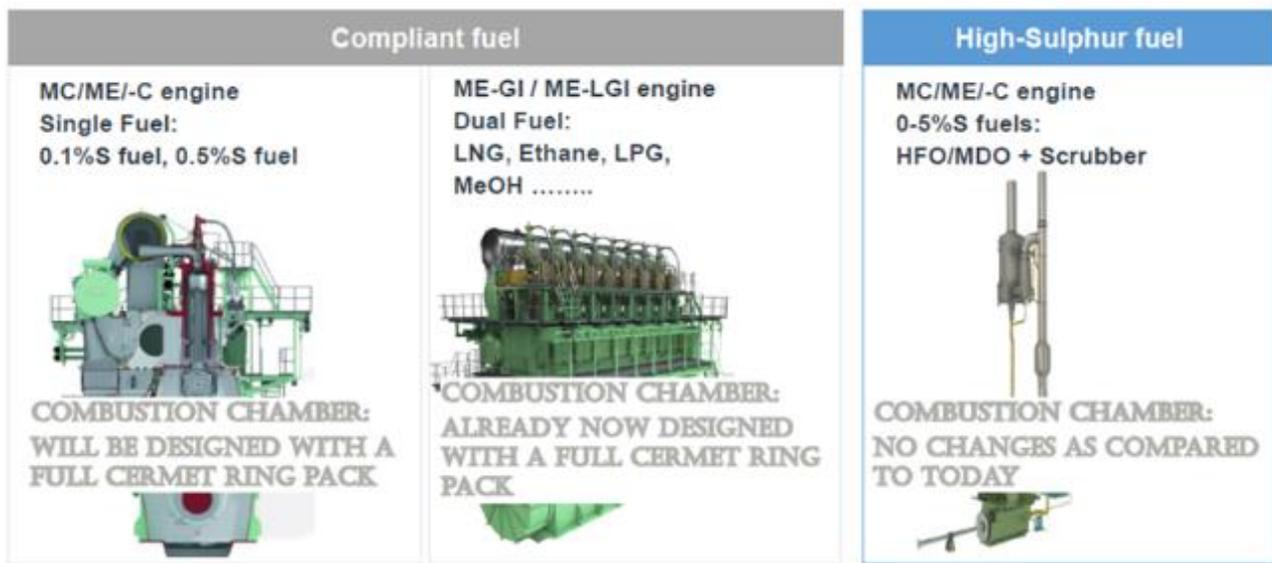


Figure 9 - Utilisation des épurateurs et impact sur la mécanique des navires (Source: EGCSA)

Il existe plusieurs modèles de systèmes d'épuration des gaz d'échappement marins qui éliminent les oxydes de soufre des gaz d'échappement des moteurs et des chaudières des navires. Cependant, la plupart des systèmes "humides" comportent trois éléments de base (Figure 10):

- Installation permettant de mélanger le flux d'échappement d'un moteur ou d'une chaudière avec de l'eau de mer ou de l'eau douce (ou les deux). Pour des raisons d'espace disponible et d'accès aux unités d'épuration des gaz d'échappement, celles-ci sont situées en haut de la cuve, dans la zone de l'entonnoir ou autour de celle-ci.
- Une station de traitement pour éliminer les polluants de l'eau de "lavage" après le processus de lavage.
- Installations de gestion des boues: les boues retirées de la station de traitement des eaux de lavage doivent être conservées à bord pour être éliminées à terre et ne peuvent pas être brûlées dans les incinérateurs du navire.

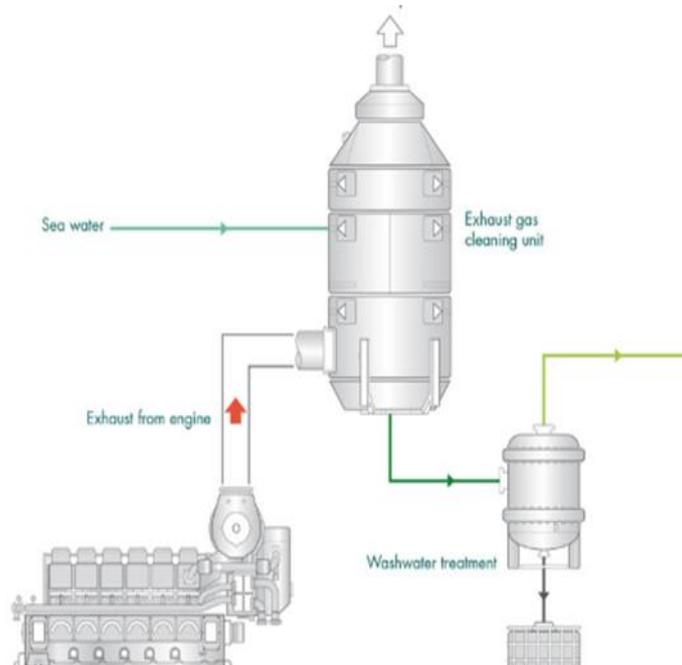


Figure 10 - Composants d'une installation d'épuration (Source: EGCSA)

Le système peut être de type "ouvert" (Figure 11), dans lequel l'eau est prélevée dans la mer, utilisée pour le rinçage, traitée et rejetée dans la mer, la composition chimique naturelle de l'eau de mer étant utilisée pour neutraliser les résultats de l'élimination des SOX. En général, les systèmes ouverts à l'eau de mer utilisent 45 m³/MWh pour le rinçage.

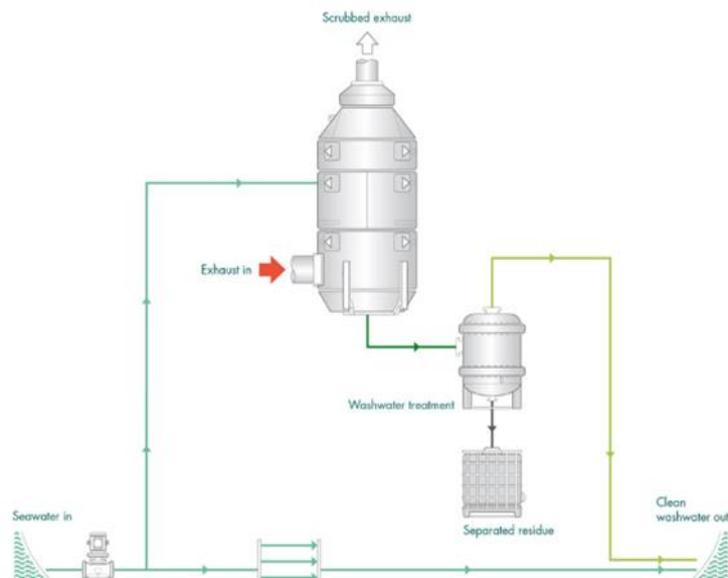


Figure 11 - Système d'épuration à circuit ouvert (Source: EGCSA)

Ou bien, le système peut être de type "fermé" (Figure 12), où l'eau douce traitée avec un produit chimique alcalin tel que la soude caustique est utilisée pour la neutralisation et le lavage. L'eau de lavage est recyclée et les pertes éventuelles sont compensées par de l'eau douce supplémentaire. Une petite quantité d'eau de lavage est évacuée vers une station de traitement avant d'être rejetée dans la mer.

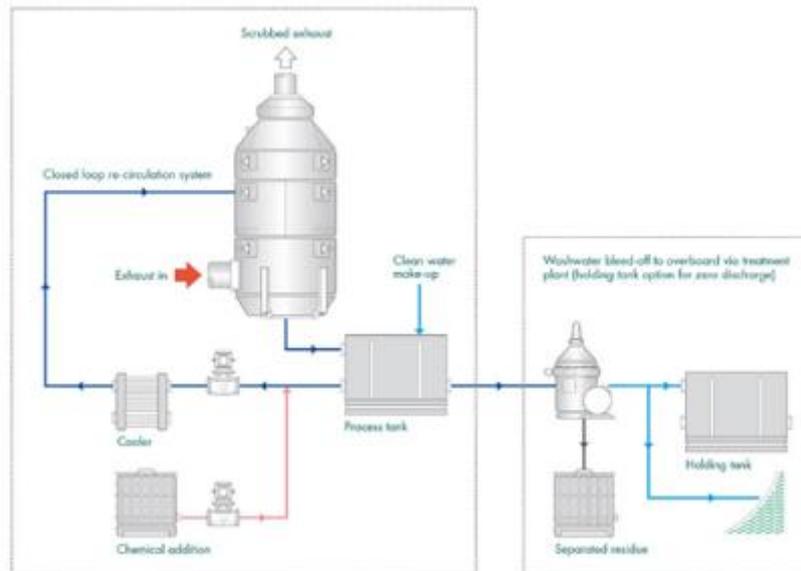


Figure 12 - Système d'épuration en boucle fermée (Source: EGCSA)

Normalement, les systèmes d'eau douce fermés ont un taux de décharge de 0,1 à 0,3 m³ / MWh, bien que le système illustré puisse fonctionner avec une décharge nulle pendant des périodes limitées. Enfin, les systèmes hybrides (Figure 13; Figure 14) peuvent fonctionner en mode boucle ouverte ou fermée et, selon la conception, peuvent fonctionner en eau douce ou en eau de mer en mode boucle fermée.

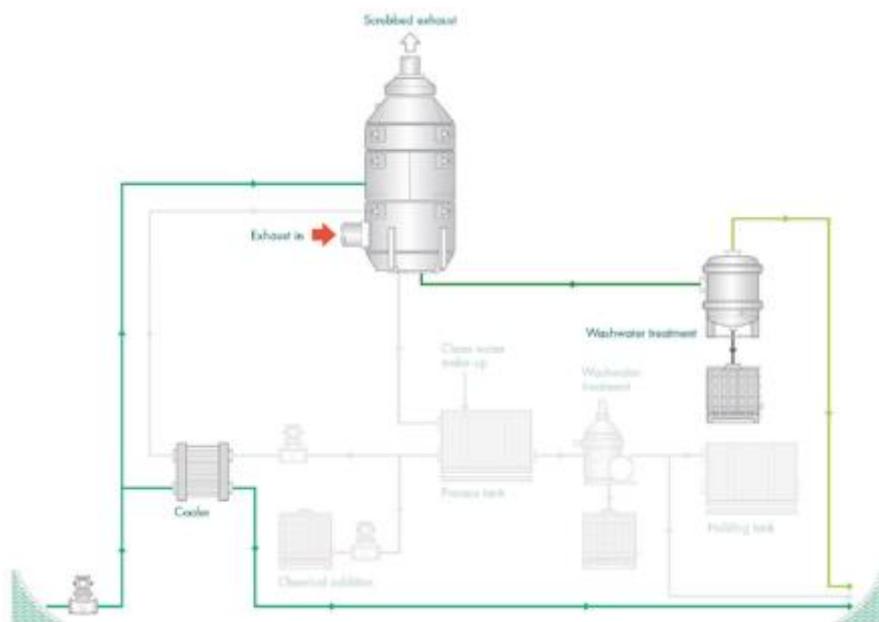


Figure 13 - Système d'épuration hybride en boucle ouverte (Source: EGCSA)

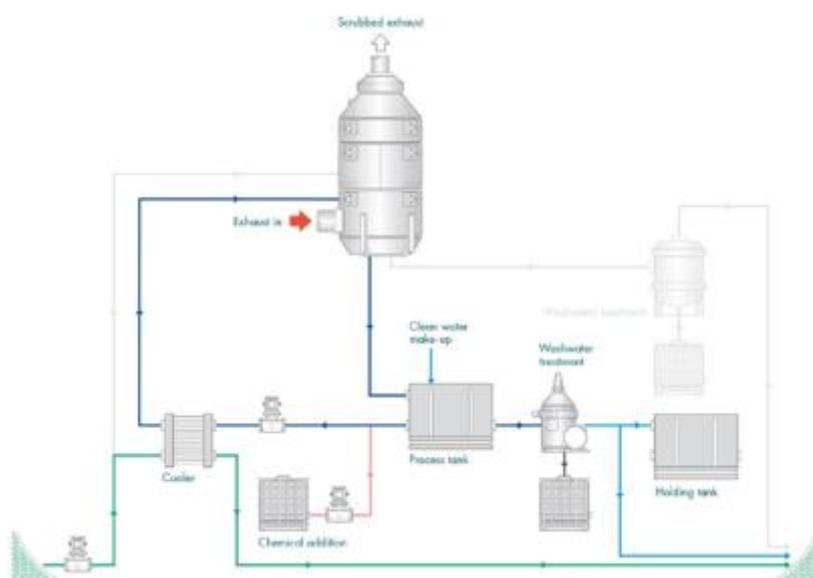


Figure 14 - Système d'épuration hybride en boucle fermée (Source: EGCSA)

4.2.6 Huiles distillées (Marine Diesel Oil et Marine Diesel Oil)

Les distillats sont tous les composants du pétrole brut qui s'évaporent lors de la distillation fractionnée et sont ensuite condensés de la phase gazeuse en fractions liquides.

Les combustibles distillés peuvent être utilisés dans les navires fonctionnant au HFO avec des modifications minimales du système de carburant. Les navires passent déjà systématiquement du HFO aux combustibles distillés lorsqu'ils entrent dans les eaux européennes et nord-américaines désignées comme zones de contrôle des émissions de soufre (SECA).

Les combustibles distillés sont nettement plus chers que le fioul lourd, si bien que ce dernier est encore majoritairement utilisé dans la navigation commerciale. Début avril 2016, le prix du diesel marin, par exemple, était plus du double de celui du fioul lourd.

Les carburants marins qui relèvent des huiles distillées sont le diesel marin (MDO) et le gazole marin (MGO).

4.2.6.1 Gazole marin (MDO)

Marine Diesel Oil (**MDO**): est un carburant marin (également appelé gazole marin) qui est composé de divers mélanges de distillats et de fioul lourd. Contrairement aux carburants diesel utilisés sur terre pour les voitures et les camions, le gazole marin n'est donc pas un distillat pur et a une densité plus élevée. Il a une faible viscosité, jusqu'à 12 cSt, et ne doit donc pas être chauffé pour être utilisé dans les moteurs à combustion interne. Il a généralement une teneur en soufre inférieure à 1% et est parfois utilisé comme synonyme de "fioul intermédiaire" (IFO) ou de "distillat moyen", en fonction de la quantité de fioul lourd présente. En général, la classification suivante est adoptée:

- le gazole marin en général: un mélange de distillats et de fioul lourd;
- gazole marin au sens strict: mélange de distillats et de fioul lourd, mais avec une très faible teneur en fioul lourd (carburants DMB et RMA10);
- fuel-oil intermédiaire (IFO): diesel marin contenant des proportions plus élevées de fuel-oil lourd.

Selon la norme internationale ISO 8217 "Produits pétroliers - Combustibles (classe F)", le gazole marin contenant un faible pourcentage de fioul lourd comprend les carburants DMB et RMA 10. Les composants de fioul dense du gazole marin DMB - classé comme distillat selon la norme ISO 8217 - proviennent principalement des résidus de fioul lourd des réservoirs dans lesquels le DMB est stocké. En raison de cette pollution par le fioul lourd, ses changements de couleur peuvent aller du brun clair au noir. Les limites d'émission des zones de contrôle des émissions (ECA) devenant de plus en plus strictes, le DMB, dont la teneur en soufre est relativement élevée (environ 2%), est de moins en moins utilisé.

Selon la norme ISO 8217, l'huile diesel marine RMA 10 compte déjà comme combustible résiduel. Il présente une faible viscosité avec des valeurs proches du DMB, mais une teneur en soufre maximale autorisée de 3,5% et également un pourcentage plus élevé de fioul

lourd. Par conséquent, ce type de carburant est généralement plus foncé que le DMB. Son spectre de couleurs commence par le brun foncé et se termine par le noir.

Les fiouls intermédiaires sont noirs en raison de leur pourcentage plus élevé de fioul lourd. Dans la norme ISO 8217, les carburants IFO avec les désignations RME, RMG et RMK et des viscosités de 180 mm²/s ou 380 mm²/s sont considérés comme des carburants résiduels. Ces huiles diesel marines sont déjà si visqueuses qu'elles doivent être chauffées pour pouvoir être pompées.

Le gazole marin est vendu avec différents niveaux de soufre. Par exemple, IFO 180 et IFO 380 peuvent avoir une teneur maximale en soufre de 3,5% selon la norme ISO 8217. Ils sont également vendus dans une variante à faible teneur en soufre, dont la teneur en soufre est inférieure à 1%. Les navires pourraient même entrer dans une zone de contrôle des émissions (ECA) en employant ce type de solution. Toutefois, si les armateurs utilisent une combinaison moteur-carburant à forte teneur en soufre, les valeurs limites d'émission peuvent également être atteintes en utilisant des technologies supplémentaires (systèmes de filtrage, épurateurs). Leurs différents rapports de mélange permettent à l'huile diesel marine d'être utilisée dans de nombreux moteurs différents. Les versions plus légères telles que le DMB et le RMA 10 sont utilisées pour alimenter les petits moteurs marins à moyenne et grande vitesse et les unités auxiliaires des très grands navires, tandis que le IFO 380, plus visqueux, est principalement utilisé pour alimenter les moteurs principaux des plus grandes unités. Le gazole marin léger à faible teneur en soufre est aussi parfois brûlé dans des moteurs plus gros lorsqu'on traverse une zone où les limites d'émissions sont plus strictes. Une fois hors de la zone, le navire reviendra à un carburant marin avec des émissions plus élevées.

4.2.6.2 Gasoil marin (MGO)

Gazole marin (**MGO**): est un gazole marin produit exclusivement à partir de distillat, avec une teneur en soufre inférieure à 0,5%.

Le diesel marin est généralement constitué d'un mélange de divers distillats. Il est similaire au diesel automobile mais a une densité plus élevée. Comme le MDO et contrairement au fioul lourd (HFO), le gazole marin ne doit pas être chauffé pendant le stockage et peut être utilisé dans les machines à quatre temps et les générateurs. Ce carburant répond aux spécifications ISO-F DMA et à la limite de soufre requise pour tous les ports européens.

Le gazole marin a des propriétés similaires à celles du mazout de chauffage et, par conséquent, ce dernier est parfois fourni comme combustible marin en cas de pénurie de gazole marin, conformément à la norme DMA ISO 8217. Dans ce cas, toutefois, le point d'éclair du fioul domestique réétiqueté doit être supérieur à 60 °C. En outre, il faut s'assurer que la technologie des moteurs ou les éventuels systèmes de filtres d'échappement installés sur les navires sont compatibles avec la teneur en soufre relativement faible du fioul domestique.

Le MGO a une couleur allant de transparent à clair. Afin d'empêcher - ou de permettre la détection - de l'utilisation abusive de fioul ou de gazole marin (qui est en fait souvent le même combustible) faiblement taxé et relativement bon marché dans la navigation intérieure, des colorants sont utilisés: le gazole marin est coloré en rouge tandis que si le même combustible marin est utilisé dans la navigation intérieure, comme le fioul domestique, il doit être marqué avec un colorant jaune solvant.

Les exigences de base pour les combustibles marins sont définies dans la norme ISO 8217. Les qualités DMX, DMA, DMB et DMZ, conformes à la norme ISO 8217 "Produits pétroliers - Combustibles (classe F)", sont également appelées communément gasoil marin. Toutefois, étant donné que le gasoil marin DMB peut également contenir un petit pourcentage de fioul lourd, et n'est donc pas un distillat pur, il ne s'agit pas d'un "vrai" gasoil marin.

La teneur maximale admissible en soufre du gazole marin, selon la marque de qualité ISO 8217 DMA, est de 1,5%.

Gazole marin à faible teneur en soufre (**LSMGO**): a une teneur en soufre inférieure à 0,1%. Ce carburant doit être utilisé dans les ports et mouillages de l'UE ou dans les zones de contrôle des émissions (ECA).

Gazole marin à très faible teneur en soufre (**ULSMGO**) a une teneur maximale en soufre de 0,0015%. Aux États-Unis, on parle de diesel à très faible teneur en soufre, tandis que dans l'UE, il s'agit de diesel automobile (teneur en soufre maximale de 0,001%).

Tous ces distillats pourront être utilisés à partir de 2020. Parmi ceux-ci, le LSMGO et le ULSMGO peuvent être utilisés dans la zone SECA, tandis que dans le cas du MDO et du MGO, l'utilisation dans ces types de zones dépend de la qualité spécifique du gazole brûlé.

Par rapport aux carburants marins contenant une proportion plus ou moins grande de fioul lourd, les émissions du diesel marin contiennent beaucoup moins de particules et de suie. Étant donné que la teneur en soufre du carburant distillé peut être maintenue dans des proportions très faibles et que les raffineurs optimisent leurs procédés pour produire de moins en moins de carburant résiduel (fioul lourd) à mesure que le prix du fioul lourd baisse, les experts du secteur prévoient que le diesel marin sera utilisé plus fréquemment à l'avenir et que, par conséquent, la technologie des moteurs marins s'adaptera à ces nouvelles tendances.

4.3 Combustibles de substitution aux huiles résiduelles et distillées

Outre les huiles résiduelles et distillées, de nouvelles options technologiques peuvent également être identifiées comme des alternatives possibles pour la propulsion marine. Les technologies qui semblent les plus prometteuses au vu des récents développements technologiques et de production sont celles liées au **gaz de pétrole liquéfié (GPL)** et au **gaz naturel liquéfié (GNL)**. Bien que le GPL et le GNL soient des carburants d'origine fossile, ils ont été inclus dans la liste des carburants alternatifs car, au moins dans une

phase initiale, ils remplaceront l'essence et le diesel dans le transport maritime, avant la décarbonisation totale du transport.

L'avantage de l'utilisation de ces deux combustibles est lié à leur haute densité énergétique et à leur faible impact environnemental par rapport aux autres combustibles fossiles liquides, présentant une forte réduction des émissions de NOx et de particules, aucune émission de SOx, et une réduction des émissions de CO₂. Ces carburants sont actuellement produits à partir de combustibles fossiles, mais à l'avenir, ils pourraient être produits à partir de la biomasse et des déchets organiques par fermentation anaérobie dans des proportions plus importantes qu'aujourd'hui. En particulier, le biométhane pourrait également être produit par "méthanisation" de l'hydrogène (réaction avec le CO₂) généré par l'électricité provenant de sources renouvelables, contribuant ainsi davantage à la décarbonisation des transports.

Les biocarburants, tels que le biométhane, le bioéthanol, les esters méthyliques d'acides gras (FAME; biodiesel), l'huile végétale hydrogénée (HVO; biodiesel et biokérosène), le Gas to liquids (GTL) qui correspond au biodiesel et au biokérosène, le Dimethyl ether (DME) qui est un substitut du diesel, le biobutanol (une alternative à l'essence et au diesel) et également le biohydrogène, constituent une autre alternative aux carburants marins traditionnels. Les biocarburants peuvent être mélangés aux combustibles fossiles ou utilisés purs avec des modifications mineures du moteur et ne nécessitent pas, comme tous les autres carburants alternatifs, d'infrastructures spéciales pour leur développement. Les biocarburants à envisager pour l'avenir sont uniquement ceux obtenus à partir de biomasses qui ne sont pas utilisées pour l'alimentation humaine ou animale et qui n'entraînent pas de déforestation. Ces biomasses peuvent être des déchets organiques provenant de différentes activités et/ou des cultures énergétiques obtenues sur des terres marginales (non utilisables pour la production alimentaire). Les biocarburants conduisent sans aucun doute à une réduction de la production de CO₂ et à une réduction des SOx et sont renouvelables, mais ils ne conduisent pas à l'élimination complète des particules et des NOx (source: Federchimica, 2016, les carburants alternatifs pour lutter contre le changement climatique et la pollution dans les villes, sixième conférence nationale sur la chimie&énergie).

À l'échelle mondiale, l'adoption de combustibles marins et de technologies alternatives dans l'environnement maritime-portuaire s'accélère considérablement (année de référence 2019), mais ne représente encore qu'une part dérisoire du tonnage des nouvelles commandes, car la plupart des navires utilisent encore des combustibles conventionnels. Les statistiques actuelles montrent que moins de 1% des navires de la flotte mondiale utilisent des carburants alternatifs (DNV GL, 2019). En particulier, l'utilisation de carburants et de technologies à émissions "faibles" ou "nulles" concerne le segment du transport maritime à courte distance et les navires dédiés au transport de personnes, avec des impacts encore limités en termes d'amélioration globale des émissions polluantes totales imputables au secteur. À l'exception de l'électrification en cours de plus de 100 ferries RO-RO dans le segment de la mer à courte distance, les combustibles de substitution déjà mis en œuvre sont principalement des combustibles fossiles et non de l'électricité.

D'après l'observation des données présentées dans la Figure 15 également évident que les opérateurs du secteur sont intéressés par des solutions basées sur l'utilisation du GNL et des batteries pour une énergie entièrement électrique ou des solutions hybrides, notamment en ce qui concerne les types de navires utilisés à courte distance.



Figure 15 - Répartition des carburants alternatifs (pourcentage de navires) - Source: DNV GL 2019

4.3.1 GPL

Le **GPL**, obtenu essentiellement à partir du raffinage du pétrole (de la tête de la première colonne de distillation et, dans une moindre mesure, du gaz naturel et du gaz émis par les puits de pétrole), se compose essentiellement de propane et de butane avec des traces de pentane. Il est stocké et transporté sous forme liquide à une pression comprise entre 2 et 20 bars.

4.3.2 GNL

Le GNL est destiné à atteindre à l'avenir un niveau élevé de diffusion en tant que carburant à faible impact environnemental pour la navigation maritime à longue distance (>1 000 km): en ce sens, en effet, sa densité énergétique élevée le rend particulièrement adapté aux longues distances par rapport au GPL.

La comparaison avec d'autres carburants peut se faire sur la base des émissions de SO_x, qui dépendent de la teneur en soufre, des émissions de NO_x, qui dépendent de la charge du moteur et de la technologie, et des émissions de particules.

Les spécifications habituelles pour le soufre dans le GNL sont inférieures à 30 parties par million (ppm) de soufre total. Cela représente environ 0,004% de soufre en masse. Les niveaux de soufre du GNL sont donc 1/875ème des limites actuelles du fioul lourd (HFO) et 1/25ème des futures limites de l'ECA.

En comparaison, le diesel marin (MDO) contient environ 1% de soufre et le gazole marin (MGO) 0,1% de soufre. Le diesel EN 590 (carburant diesel routier utilisé par les navires sur

les voies navigables intérieures en Europe) ne contient que 0,001% de soufre. Le MDO et le HFO auraient besoin d'une technologie d'épuration pour respecter les limites de l'ECA.

Les émissions de NOx dépendent fortement de la charge et de la technologie du moteur. Aucune des options à base de pétrole ne peut respecter les limites de niveau III sans aide. Le HFO a des niveaux de NOx légèrement plus élevés, mais généralement comparables, que le MDO. Les systèmes alimentés au pétrole devront être équipés d'une technologie de réduction catalytique sélective (SCR) ou de recirculation des gaz d'échappement (EGR) pour réduire les émissions de NOx à des niveaux comparables à ceux des moteurs alimentés au GNL. Certains moteurs GNL peuvent également nécessiter une SCR.

L'utilisation du GNL réduit les émissions de particules d'environ 90% par rapport aux moteurs HFO. La Figure 16 résume les différentes options de conformité avec les avantages et les inconvénients. Il est évident que les moteurs bicarburants utilisant du GNL et du diesel produiront des particules (PM).

En outre, l'avantage du GNL par rapport au GPL est qu'il est disponible là où il n'y a pas de pipelines. Le GNL, en effet, peut être importé par transport maritime à partir de pays pour lesquels des connexions directes et des liaisons avec des gazoducs ne sont pas disponibles: cela influence non seulement positivement la dynamique liée à la sécurité d'approvisionnement (en augmentant les options d'achat pour l'acheteur) mais détermine également des implications positives par rapport au prix d'achat. Le problème, dans ce cas, concerne la disponibilité de terminaux portuaires adaptés à l'accostage de navires pour le transport de GNL et d'installations pour le soutage du GNL, largement répartis sur le territoire.

Le gaz naturel liquéfié (GNL) s'est imposé comme une alternative aux carburants traditionnels à base de pétrole, même si la conversion d'un navire fonctionnant au pétrole en un navire fonctionnant au GNL est coûteuse et que les infrastructures de ravitaillement en GNL dans les ports sont rares.

Par conséquent, les navires fonctionnant au GNL sont généralement des transporteurs de GNL (utilisant leur cargaison comme carburant) ou des navires nouvellement construits conçus pour fonctionner au GNL.

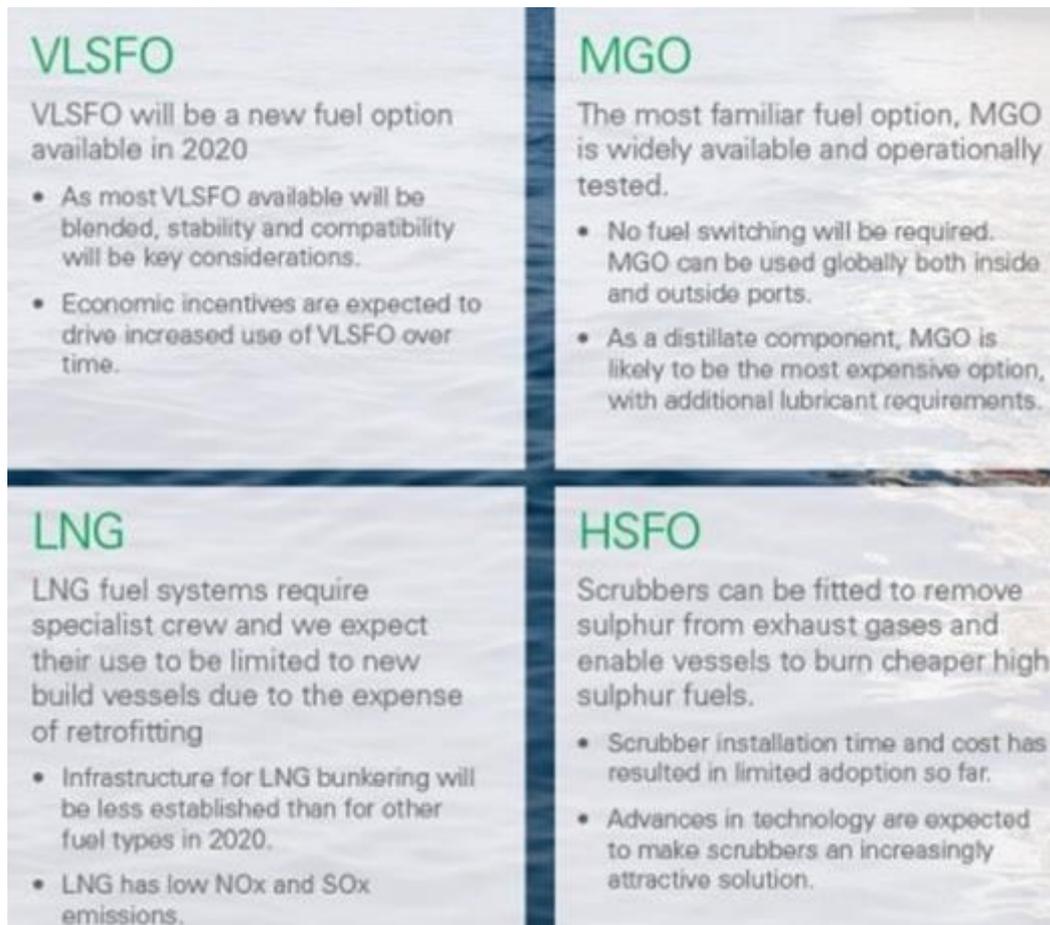


Figure 16 - L'avis de British Petroleum (BP) sur les options de conformité

Les prix de gros du GNL sont généralement inférieurs aux prix du fioul résiduel et les réserves de gaz connues n'ont cessé d'augmenter, rendant les prix du gaz très attractifs sur certains marchés. Là où l'infrastructure de livraison du GNL est en place, le GNL devrait devenir très intéressant financièrement en tant que carburant marin à court ou moyen terme.

Toutes les parties prenantes, telles que les autorités, les opérateurs, les régulateurs, les représentants des pays, les spécialistes et les autorités portuaires, doivent être conscientes à l'avance des questions de base et fondamentales qui font que le GNL diffère des carburants conventionnels, notamment en ce qui concerne le soudage et les activités opérationnelles. Il s'agit des éléments fondamentaux pour comprendre et examiner le GNL, ses caractéristiques, son comportement, ainsi que ses propriétés chimiques et physiques.

Le GNL est aujourd'hui:

- utilisables grâce à une technologie éprouvée: manipulation, stockage et transport sûrs;
- écologique: réduction des émissions de CO₂, NO_x, SO_x et PM;

- une solution viable et durable;
- disponible sur.

Son utilisation aujourd'hui présente des avantages dans divers aspects de la vie sociale, économique et environnementale:

- nouvelles opportunités d'emploi;
- réduction des impacts négatifs sur la santé dans les zones portuaires et côtières habitées;
- minimiser la dégradation du paysage grâce à un air plus pur et des niveaux de bruit réduits;
- améliorer la compétitivité des ports;
- stimuler les économies locales grâce aux opportunités découlant de l'utilisation du GNL;
- des possibilités d'investissement grâce à l'adoption de la technologie GNL;
- le respect des réglementations internationales et européennes dans le domaine de la navigation;
- Par rapport aux carburants marins traditionnels, le GNL permet de réduire:
 - les émissions de dioxyde de carbone (CO₂) jusqu'à 25%;
 - des émissions d'oxydes de soufre (SO_x) jusqu'à 100%;
 - les émissions d'oxydes d'azote (NO_x) jusqu'à 95%;
 - les matières particulaires (PM) d'environ 99%.

5 Principes de base: gaz naturel (GN) et gaz naturel liquéfié (GNL)

5.1 Chaînes de distribution de gaz et de GNL en amont, en milieu et en aval

Depuis 1964, la production, l'exportation, l'importation et la distribution de GNL ont suivi un processus similaire à celui illustré dans la Figure 17. La chaîne d'approvisionnement comprend un processus d'extraction, un processus de liquéfaction (nécessaire pour le transport par pétrolier), ainsi que le stockage, le transport, la regazéification et la distribution ultérieure.

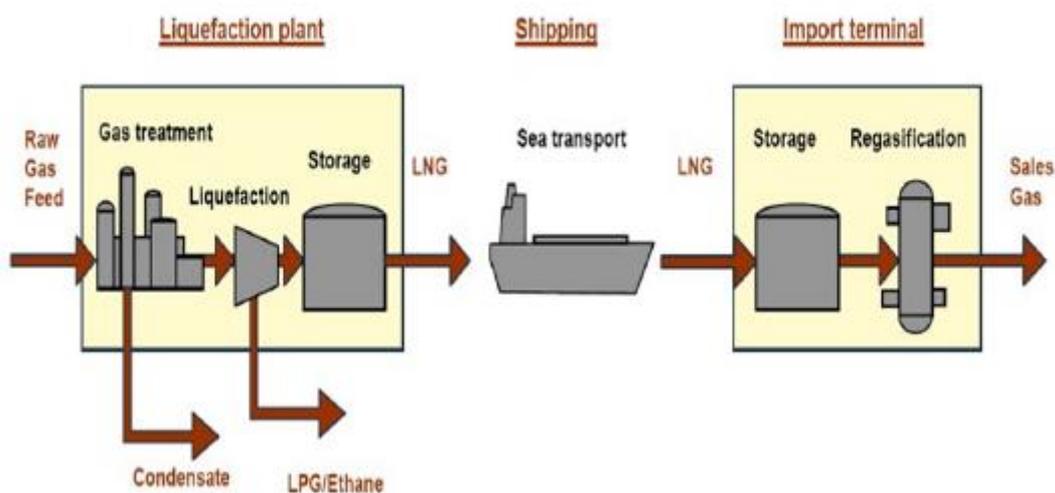


Figure 17 - Chaîne de traitement du GNL

Les principaux pays où le gaz naturel est **extraît** de la surface de la terre sont ceux qui disposent de grandes réserves, notamment le Qatar, l'Algérie, l'Australie, l'Indonésie, la Malaisie, le Nigeria, Trinidad, Brunei, la Norvège, les EAU, l'Égypte, la Russie, etc., bien que tous, comme les États-Unis, ne disposent pas d'un approvisionnement suffisant pour exporter le produit à grande échelle. Bien que tous, comme les États-Unis, ne disposent pas d'un approvisionnement suffisant pour pouvoir exporter le produit à grande échelle, ce qui nécessite, en plus des usines de liquéfaction pour le transport, des usines de purification pour éliminer les composés impropres à l'utilisation commerciale (presque entièrement constitués de méthane) tels que l'éthane, le propane, le butane, les pentanes, le sulfure d'hydrogène [H₂S], le dioxyde de carbone [CO₂], l'hélium et l'azote), les condensats et l'eau.

La purification du gaz naturel s'effectue dans l'**usine de liquéfaction** par le biais d'une série d'étapes de traitement qui permettent de séparer et d'éliminer du gaz les différents composés inappropriés avant que ce même gaz ne soit liquéfié pour pouvoir être chargé sous forme de GNL dans des réservoirs (navires ou camions) et livré à l'utilisateur final.

Les caractéristiques de combustion et l'uniformité de la teneur sont d'une importance capitale pour obtenir un gaz qualitativement apte à l'utilisation et qui devrait typiquement contenir 85-99% de méthane. La Figure 18 résumé du processus de stripping qui est utilisé

pour éliminer de nombreux composés présents dans le gaz d'extraction, avant de commencer le processus de liquéfaction. Plus précisément, le dioxyde de carbone (CO₂) et l'eau sont extraits en amont de la liquéfaction, sinon ils endommageraient l'équipement de liquéfaction en raison du gel. Les hydrocarbures plus lourds que le méthane sont aussi parfois séparés et vendus comme matière première à l'industrie pétrochimique ou utilisés comme carburant.

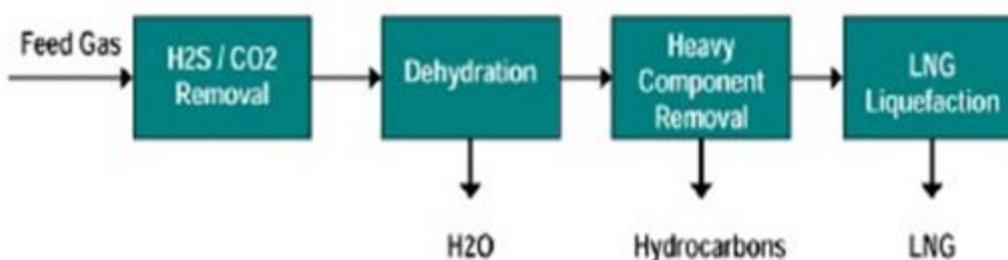


Figure 18 - Flux du processus de production avant la liquéfaction du GNL

Une fois que la plupart des contaminants et des hydrocarbures lourds ont été retirés du gaz extrait, le gaz naturel est presque entièrement composé de méthane et subit le processus de liquéfaction pour obtenir une réduction maximale du volume. Le processus de liquéfaction s'effectue par l'application de la technologie de la réfrigération, qui ramène le gaz à une température d'environ -162 °C (-256 °F), température à laquelle le gaz devient liquide (GNL).

Le GNL est un liquide transparent, incolore et non corrosif comme l'eau, mais il pèse environ la moitié du volume de l'eau. Un volume de GNL est égal à environ 600 volumes de gaz naturel à la température standard (15,6 °C / 60 °F) et à la pression atmosphérique.

En janvier 2016, la capacité nominale de liquéfaction de GNL dans le monde était de 301,5 MTPA (millions de tonnes/an), tandis que la capacité en construction était de 142 MTPA.

Le mode de transport du GNL se fait principalement par voie maritime et par camion, et dans certains endroits par voie ferroviaire (par exemple au Japon).

Le transport **maritime** est généralement effectué sur de longues distances, à l'aide de méthaniers spécialisés équipés de systèmes de sécurité avancés et éprouvés et d'équipages dûment formés. À ce jour, plus de 45.000 voyages ont été effectués sans qu'aucun incident n'entraîne de perte de cargaison.

Le GNL transporté par les navires est déchargé et envoyé dans les réservoirs de stockage, pour être ensuite regazéifié à travers les vaporisateurs et envoyé au réseau de distribution national, prévu comme national, ou est connecté internationalement avec d'autres pipelines. Cette phase peut être configurée de différentes manières à partir du type d'emplacement

des différents terminaux. Par exemple, dans le cas de terminaux off-shore sans connexion au réseau routier ou ferroviaire, le premier maillon de la chaîne logistique est représenté par le point de chargement des pétroliers destinés à approvisionner une zone de stockage intermédiaire (par exemple un dépôt côtier). Dans le cas des terminaux côtiers disposant d'une liaison routière ou ferroviaire, un point de chargement pour les camions-citernes ou les wagons-citernes peut être prévu.

Les phases de la chaîne logistique ont leurs propres spécificités en fonction des différentes utilisations finales auxquelles le GNL est destiné: véhicules routiers lourds, navires, utilisateurs hors réseau (civils, industriels) qui peuvent être approvisionnés, par exemple, par des usines de GNL satellites.

Les points de stockage de GNL sont traditionnellement équipés d'usines de regazéification, qui mettent le gaz naturel à disposition de manière habituelle pour alimenter: les utilisateurs individuels pour les activités de production, les réseaux de distribution locaux isolés ou les stations de ravitaillement.

Lorsque les points de stockage peuvent être utilisés pour approvisionner directement en GNL des moyens de transport équipés de réservoirs cryogéniques permettant d'alimenter les moteurs au gaz naturel, on parle alors de **points de stockage satellites**.

En revanche, dans le cas du ravitaillement des véhicules lourds de transport terrestre (camions-citernes), les stations de ravitaillement doivent être équipées de la technologie permettant de ravitailler directement les réservoirs cryogéniques des véhicules en GNL.

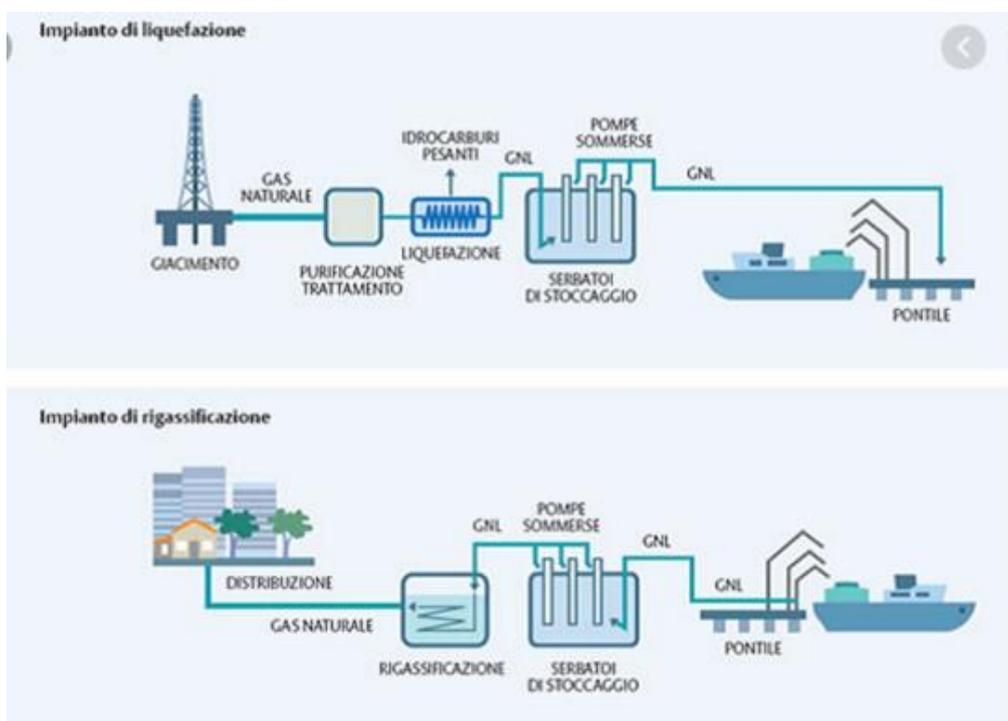


Figure 19 - Chaîne de production technologique

Les méthaniers associent la conception conventionnelle des navires à des matériaux spécialisés et à des systèmes avancés pour la manutention des cargaisons cryogéniques. Les navires sont à double coque et sont spécifiquement conçus pour contenir des cargaisons à la pression atmosphérique, ou presque, à une température cryogénique d'environ -162 °C (-259 °F).

Les réservoirs de confinement sont équipés de couches d'isolation qui isolent la cargaison de GNL de la coque en garantissant une distance minimale par rapport aux côtés et au fond de la coque, conformément au code du gaz (IGC) de l'Organisation maritime internationale [IMO], et ajoutent des couches de protection en cas d'échouage ou de collision. En outre, ce système d'isolation permet de limiter la quantité de GNL qui se vaporise ou s'évapore pendant les voyages. Sur de nombreux navires GNL, le gaz qui s'évapore est utilisé pour compléter le carburant pendant le voyage.



Figure 20 - Transporteur de GNL/Yokogawa Electric Corporation

Lorsque l'usine de liquéfaction est située à proximité d'usines de regazéification, le moyen le plus économique, le plus rapide et le plus efficace de transporter le GNL est d'utiliser des **navires-citernes** spécialisés à double paroi d'une capacité allant de 6 à 20 tonnes. Cette méthode de transport est utilisée depuis 1968 et est désormais une méthode mature et sûre.

Le GNL est régulièrement transporté par camions-citernes vers un certain nombre de pays, notamment les États-Unis, le Japon, la Corée, le Royaume-Uni, la Norvège, l'Allemagne, la Belgique, l'Espagne, le Portugal, la Chine, le Brésil, la Turquie et l'Australie.

La quatrième phase de la chaîne de traitement du GNL concerne les terminaux d'importation, qui sont des installations maritimes ou côtières où les transporteurs livrent le GNL qui est stocké avant de subir le processus de reconversion à la phase gazeuse (**processus de regazéification**).

Les opérations de déchargement du GNL utilisent des rampes articulées spécialement conçues pour transférer en toute sécurité la cargaison du navire au terminal. Ces rampes articulées sont appelées "rampes rigides" et constituent la connexion entre le système de collecteurs du navire (connexion de tuyaux) et le terminal. Ils sont capables de résister à la dilatation et à la contraction causées par de grandes variations de température, comme celle

qui se produit dans la phase préliminaire des opérations de déchargement du GNL, où les bras sont refroidis à -162 °C (-259 °F). Afin d'éviter que les barrages de déchargement ne se brisent en raison des mouvements des navires, les barrages sont équipés de systèmes de déconnexion d'urgence (PERC).

Les **réservoirs de GNL** peuvent être à axe horizontal ou vertical, avec des capacités de stockage différentes selon les besoins (Figure 21). Le réservoir cryogénique est constitué de deux enveloppes, l'une contenue dans l'autre. L'enveloppe extérieure est en acier au carbone tandis que l'enveloppe intérieure est en matériau résilient et résistant aux basses températures. Entre les enveloppes, il faut éliminer l'air et insérer un matériau comme la perlite, qui sert à augmenter l'isolation et à diminuer la transmission de la chaleur à l'intérieur (Luce-gas.it). Le vaporisateur, placé près du réservoir cryogénique, fait revenir le GNL à la phase gazeuse en utilisant la chaleur atmosphérique pour être ensuite utilisé.



Figure 21 - Réservoir cryogénique et vaporisateur (Source: Luce-Gas.it)

5.2 Propriétés, caractéristiques techniques et physiques du GN et du GNL

Le gaz naturel (GN) est un mélange de méthane (le principal constituant) et d'autres hydrocarbures de faible poids moléculaire (comme l'éthane et le propane). Le GNL est la forme liquide du gaz naturel, qui est produit en le portant à des températures extrêmement basses (-162 °C) et à des pressions proches de la pression atmosphérique. Pendant le processus de condensation, son volume est réduit de 600 fois, ce qui permet de stocker une quantité considérable d'énergie dans un espace réduit. Il est inodore, incolore, non corrosif, ininflammable et non toxique.

Le composant prédominant du GNL est le méthane (environ 87% - 99%), mais sa composition comprend également de petites quantités d'autres hydrocarbures dont les types et les quantités dépendent de la source du gaz et du type de traitement qu'il subit. La composition chimique du gaz naturel et les propriétés de ses composants hydrocarbonés

déterminent le comportement du GNL, qui doit également être connu pour la gestion des risques et la sécurité. Les mêmes propriétés qui font du GNL une bonne source d'énergie peuvent également le rendre dangereux s'il n'est pas correctement stocké. Pour comprendre et prévoir le comportement du GNL, il est nécessaire de faire la distinction entre ses propriétés en tant que liquide et ses propriétés en tant que gaz ou vapeur.

En général, les substances qui se trouvent à des températures inférieures à -100 °C (-48 °F ou moins), comme le GNL, sont considérées comme cryogéniques et impliquent des technologies spéciales pour leur gestion. En fait, ces technologies doivent fonctionner comme des thermos, c'est-à-dire conserver le froid à l'intérieur et la chaleur à l'extérieur, et empêcher la température cryogénique d'entrer en contact avec tout tissu (végétal ou animal), ce qui le rendrait cassant, lui ferait perdre sa résistance ou sa fonctionnalité. Le choix des matériaux utilisés pour contenir le GNL est très important.

Les principales propriétés des liquides et des gaz présents dans le GNL sont les suivantes:

- la composition chimique;
- le point d'ébullition;
- la densité et la gravité spécifique;
- Inflammabilité;
- la température d'allumage et de la flamme.

Le **point d'éclair** est la température la plus basse du liquide à laquelle, dans certaines conditions normalisées, un liquide dégage des vapeurs en quantités telles qu'il est capable de former un mélange explosif/air. Pour le gaz naturel, cette température est d'environ -175 °C .

La **température d'auto-inflammation (AIT)** est la température la plus basse (d'une surface chaude) à laquelle, dans les conditions d'essai spécifiées, un gaz ou une vapeur inflammable mélangé à l'air ou à un air/gaz inerte commence à brûler. Pour le gaz naturel, elle se situe entre 580 °C et 600 °C .

Le Tableau 22 et le Tableau 23 montrent respectivement la composition et les propriétés typiques du GNL.

Chemical	Chemical Formula	Low	High
Methane	CH ₄	87%	99%
Ethane	C ₂ H ₆	<1%	10%
Propane	C ₃ H ₈	>1%	5%
Butane	C ₄ H ₁₀	>1%	>1%
Nitrogen	N ₂	0.1%	1%
Other Hydrocarbons	Various	Trace	Trace

Tableau 22 - Composition typique du GNL

		Methane	Ethane	Propane	Butane	Pentane	Nitrogen
		CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	N ₂
Molecular Weight		16.042	30.068	44.094	58.120	72.150	28.015
Boiling Point at 1 bar absolute	°C	-161.5	-88.6	-42.5	-5	36.1	-196
Liquid Density at Boiling Point	Kg/m ³	426.0	544.1	580.7	601.8	610.2	808.5
Vapour SG at 15°C and 1 bar absolute		0.554	1.046	1.540	2.07	2.49	0.97
Gas Volume/Liquid volume Ratio at Boiling Point and 1 bar absolute			619	413	311	311	205
Flammable Limits in air by Volume	%	5.3 to 14	3 to 12.5	2.1 to 9.5	2 to 9.5	3 to 12.4	Non-flammable
Auto-ignition Temperature	°C	595	510	510/583	510/583		
Gross Heating Value at 15°C							
Normal-	KJ/kg	55559	51916	50367	49530	49069	
Iso-					49404	48944	
Vaporization Heat at Boiling Point	KJ/kg	510.4	489.9	426.2	385.2	357.5	199.3

Tableau 23 - Propriétés physiques du GNL

Le GNL n'est pas inflammable mais il l'est à l'état gazeux. Si une petite fuite de vapeur d'un réservoir de GNL dans une zone bien ventilée ne pose pas de problèmes parce qu'elle se mélange rapidement à l'air et se dissipe rapidement, elle exclut fondamentalement la possibilité de fuites et de déversements importants. À cette fin, divers systèmes de détection des fuites et de sauvegarde sont installés, mais ils n'empêchent pas de comprendre le comportement du GNL en cas de rejet accidentel ou intentionnel dans des conditions spécifiques au site.

5.3 Dangers du gaz naturel et du gaz naturel liquéfié

5.3.1 Risques d'incendie et d'explosion

Le gaz naturel, lorsqu'il est libéré du confinement sous forme de gaz, ou lorsqu'il est généré par la vaporisation d'un rejet de GNL, forme des mélanges inflammables dans l'air entre des concentrations de 5 et 15% vol/vol. Bien que le gaz naturel à température ambiante soit moins dense que l'air, la vapeur de gaz naturel générée par le GNL à -162 °C est environ 1,5 fois plus dense que l'air à 25 °C; elle se comporte comme un nuage dense avant de devenir moins dense en se réchauffant avec l'air et de pouvoir se disperser en dessous de la limite d'inflammabilité (LFL).

Différents types de risques d'incendie peuvent se produire, selon qu'il s'agit d'un rejet de gaz naturel ou de GNL. Ces risques d'incendie comprennent les feux de jets turbulents (jet fire), les feux de nuages de vapeur (flash fire) et les feux de piscine (pool fire). Les explosions de nuages de vapeur (VCE) peuvent également se produire dans certaines circonstances.

5.3.1.1 Jet fire

Une flamme de jet turbulent, ou feu de jet, est une flamme fortement directionnelle provoquée par la combustion d'un rejet continu de gaz inflammable sous pression (dans ce cas, du gaz naturel) à proximité du point de rejet. L'inflammation peut se produire immédiatement après le début du rejet, ou être retardée, la flamme se propageant à travers le nuage (c'est-à-dire comme un feu éclair) dans la direction de la source. Les incendies de jet peuvent résulter de fuites provenant d'équipements de traitement (réservoirs, tuyaux, joints, etc.) et de pipelines.

Un jet de feu peut être dirigé horizontalement ou verticalement (ou selon un angle entre les deux). Un feu de jet peut avoir un impact sur des structures ou d'autres équipements de traitement, ce qui aggrave l'incident en question. L'intensité du rayonnement thermique émis par les feux de jet peut être suffisante pour blesser les personnes exposées.

5.3.1.2 Flash fire

Les incendies de nuages de vapeur, ou feux de flash, sont le résultat de l'inflammation d'un gaz inflammable ou d'un nuage de vapeur lorsque la concentration de gaz dans le nuage se situe dans les limites d'inflammabilité. Dans ce cas, le nuage inflammable peut être généré par:

- un rejet de gaz inflammable sous pression (c'est-à-dire du gaz naturel);
- une vaporisation d'un ensemble de liquides inflammables volatils (c'est-à-dire le GNL).

Un feu instantané se produit généralement à la suite d'un allumage différé, une fois que le nuage inflammable a eu le temps de se développer et d'atteindre une source d'allumage. En l'absence de confinement ou de congestion, la combustion à l'intérieur du nuage se produit relativement lentement, sans surpression importante. On suppose généralement que les effets thermiques sont confinés à l'intérieur de l'enveloppe de la flamme, où la probabilité de décès est élevée.

5.3.1.3 *Pool fire*

Les rejets enflammés de liquides inflammables (y compris le GNL) ont tendance à provoquer des incendies de piscine. Comme pour les incendies de jets, l'inflammation d'une nappe de liquide peut se produire peu de temps après le début du rejet ou peut se produire en raison d'un retour de flamme provenant d'une source d'inflammation éloignée si le liquide est suffisamment volatil pour générer un nuage de vapeur inflammable.

5.3.1.4 *Explosions de nuages de vapeur (VCE)*

Lorsqu'un nuage de gaz inflammable occupe une zone confinée ou encombrée et s'enflamme, il en résulte une explosion de nuage de vapeur (VCE). La présence d'un confinement (sous la forme de murs, de planchers et/ou d'un toit) ou d'un encombrement (tels que des tuyaux, des réservoirs et d'autres objets associés à l'installation de traitement) dans et autour du nuage inflammable provoque l'accélération de la flamme après l'allumage. Cette accélération de la flamme génère une surpression explosive. La force de l'explosion dépend de plusieurs facteurs, notamment:

- la réactivité du combustible;
- le degré de confinement ou d'encombrement;
- la taille de la zone encombrée/confinée occupée par le nuage inflammable;
- la force de la source d'inflammation.

Il convient de noter qu'une variété d'objets peuvent agir comme confinement/congestion en plus de ceux normalement présents dans l'usine de traitement. Les enquêtes sur l'explosion et l'incendie de 2005 à Buncefield, au Royaume-Uni, ont suggéré que des zones de végétation dense à la limite du site avaient fourni une congestion suffisante pour que la flamme s'accélère et génère des niveaux de surpression dommageables.

5.3.1.5 *Brûlures cryogéniques*

La température extrêmement basse (cryogénique) du GNL peut provoquer des brûlures s'il entre en contact avec la peau exposée. En outre, l'inhalation des vapeurs froides générées par le GNL peut provoquer des lésions pulmonaires.

5.3.1.6 *Transition de phase rapide (RPT)*

Si le GNL est versé sur l'eau, il forme généralement un bassin d'ébullition à la surface de l'eau. Toutefois, dans certaines circonstances, le GNL libéré dans l'eau peut passer de l'état liquide à l'état de vapeur pratiquement instantanément. Un RPT peut générer une

suppression et une "bouffée" de vapeur dispersée causant des dommages qui ont tendance à être assez localisés, cependant. Les changements rapides de phase du GNL n'ont pas entraîné d'accidents majeurs connus.

5.4 Le GNL comme carburant marin de substitution

Le gaz naturel liquéfié (GNL) est désormais une option de carburant alternatif techniquement réalisable pour la navigation, même si, à ce jour, son utilisation est marginale par rapport aux usages que cette source d'énergie fournit dans les secteurs industriel (électricité) et domestique (chauffage).

Bien que des progrès considérables aient été réalisés d'un point de vue réglementaire, d'un point de vue économique-financier, certains éléments constituent encore un frein à la diffusion du GNL comme carburant marin alternatif. En fait, du point de vue de l'armateur, les principaux problèmes liés à l'utilisation de cette solution technologique sont principalement dus aux facteurs suivants:

- les incertitudes quant à la disponibilité des matières premières;
- les incertitudes liées à la volatilité des prix;
- les incertitudes liées aux problèmes de pérennité de l'investissement, une variable très importante qui influence l'entrée des opérateurs potentiels sur le marché.

Ces incertitudes devraient s'estomper dès que la disponibilité de la matière première sera garantie et que des infrastructures adéquates seront mises en place pour la distribution généralisée du GNL, comme c'est déjà le cas dans de nombreux ports d'Europe du Nord. De ce point de vue, le rôle joué par les incitations et les facilités qui favorisent les investissements dans le développement d'un marché qui offre un fort potentiel d'un point de vue économique, financier et environnemental semble important.

La solution d'investissement d'un navire GNL doit être comparée à d'autres solutions:

- navire GNL;
- navire HFO équipé d'épurateurs²³;
- expédier à MGO²⁴;

²³ Vaisseau moteur standard (fioul lourd) équipé de filtres pour réduire les émissions conformément à la réglementation de la ECA

²⁴ Bateau à moteur diesel (diesel marin) dont les émissions sont conformes aux zones ECA

Les éléments à prendre en compte dans ce type de comparaison sont les suivants:

- coûts d'investissement;
- coûts d'exploitation, en particulier les coûts du carburant;
- L'impact sur l'environnement.

Les éléments suivants sont fondés sur les résultats d'une étude de la Commission européenne intitulée "Étude sur l'achèvement d'un cadre de l'UE sur les navires alimentés au GNL et son infrastructure d'approvisionnement en carburant pertinente - Analyse du développement du marché du GNL dans l'UE", réalisée en 2015 et mise à jour en 2017.

Pour différents types de navires, cette étude présente l'impact comparatif de différents moteurs sur les coûts d'investissement, les coûts d'exploitation et l'environnement. L'étude porte notamment sur un ferry Ro-pax, similaire au type de navire qui pourrait être utilisé sur une ligne Toulon-Livourne.

Le graphique ci-dessous montre le coût annuel total (investissement + carburant) des 3 solutions de motorisation en fonction du coût du GNL par rapport au coût du HFO. Il montre que tant que le coût du GNL est au moins 20% moins cher que le coût du HFO, le moteur GNL est plus attractif. Pour un coût du GNL entre 20% moins cher et égal au coût du HFO, la solution HFO + épurateur est économiquement plus intéressante. Lorsque le coût du GNL dépasse celui du HFO, la solution GNL est la moins intéressante des trois.

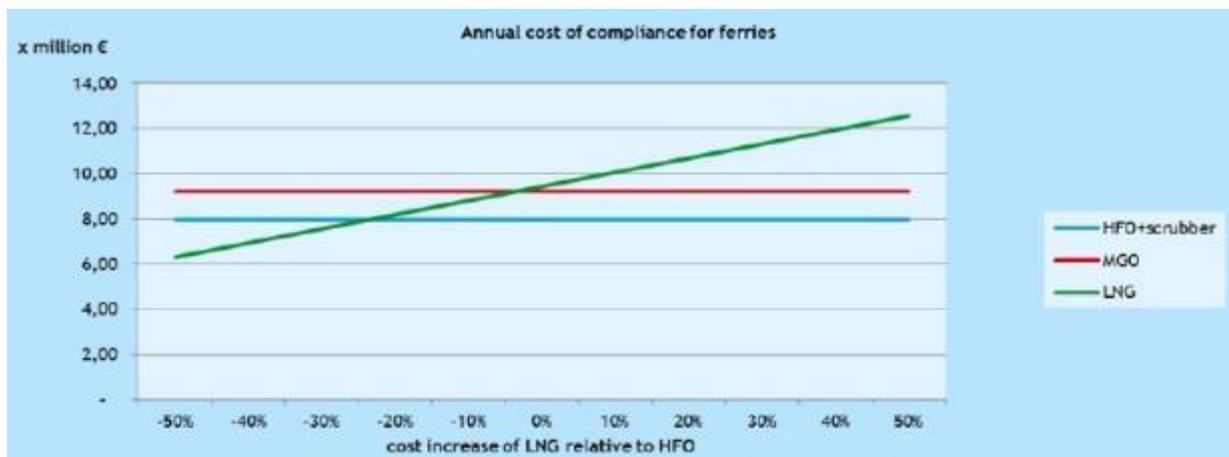


Figure 22 - Coûts annuels de mise en conformité des ferries nouvellement construits pour les différentes options GNL-FoH pour l'année 2020. Source: Commission européenne

Lloyd's Register et UCL (2014) prévoient que le coût du GNL sera de 20 à 30% inférieur au coût du HFO entre 2020 et 2030.

Le graphique ci-dessous montre le détail des coûts annuels d'investissement et de carburant d'un navire GNL par rapport aux deux autres types de navires (pour une différence de coût de 0% entre le GNL et le HFO). Il montre que pour les ferries, le GNL permet de

réaliser une économie évidente par rapport à la solution MGO, couvrant ainsi largement le coût d'investissement supplémentaire de la solution GNL par rapport à la solution MGO. Par rapport à la solution HFO, les économies de carburant réalisées avec le GNL sont entièrement compensées par le coût d'investissement supplémentaire.

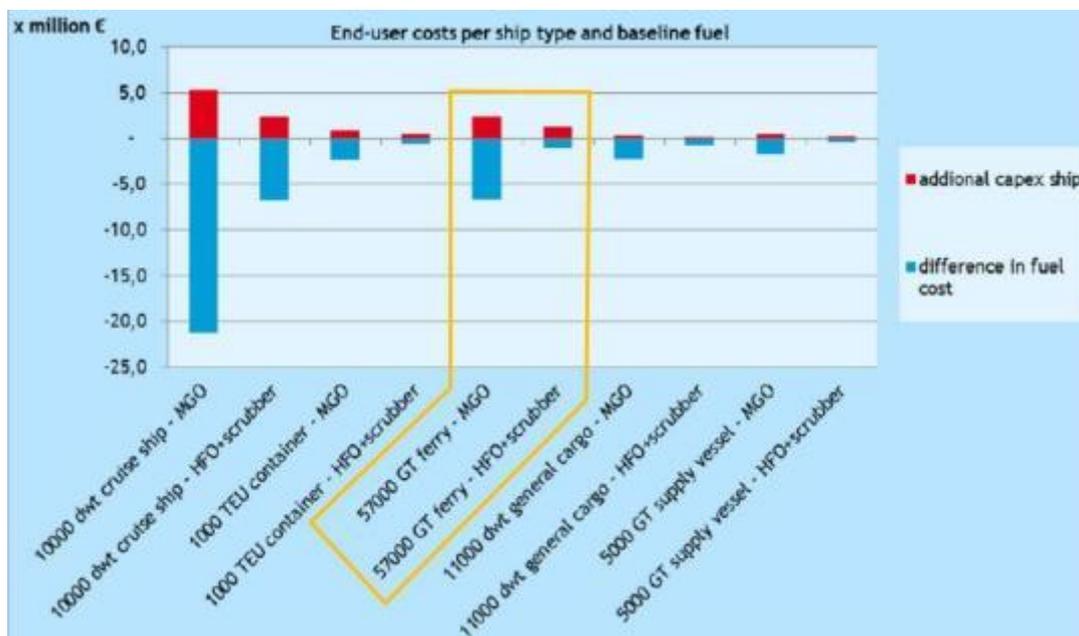


Figure 23 - Coûts d'investissement et de carburant pour différents types de navires. Source: Commission européenne

Au total, les coûts d'investissement plus élevés pour le GNL sont plus que compensés par des coûts d'exploitation inférieurs en raison du faible coût du combustible.

De plus, l'impact environnemental du GNL carburant par rapport aux autres alternatives de motorisation est plus avantageux comme le montre le tableau ci-dessous (hors émissions de méthane, qui est un gaz à effet de serre).

Type of emission	Emissions MGO (g/MJ)	Emissions HFO + scrubber (g/MJ)	Emissions LNG (g/MJ)
CO ₂	75.2	76.0	56.6
NO _x	2.25	2.21	0.29
SO ₂	0.23	0.24	0.0
PM ₁₀	0.02	0.04	0.0037
CH ₄	0.001	0.002	1.02

Source: (IMO, 2014), (CE Delft, 2010), Clean North Sea Shipping (CNSS, 2015).

Tableau 24 - Impact environnemental des alternatives de motorisation

Le développement des navires alimentés au GNL s'est toutefois accéléré ces dernières années en raison de l'entrée en vigueur prochaine de la réglementation de l'IMO qui, à partir

du 1er janvier 2020, prévoit l'utilisation de combustibles marins ayant une teneur maximale en soufre de 0,5% et du passage probable imminent de la Méditerranée dans la ECA (zone de contrôle des émissions).

Au niveau mondial, parmi les différentes options technologiques dont disposent les armateurs pour se conformer aux nouveaux seuils de teneur en soufre, l'installation d'épurateurs reste la solution la plus adoptée (80%), suivie par les batteries (8%) et le GNL qui arrive en troisième position (7,8%). Toutefois, si l'on compte également les navires prêts pour le GNL, la solution technologique du GNL passe en deuxième position avec une part d'environ 11% du total. Il convient toutefois de noter que, si on les compare à la flotte marchande mondiale (estimée à environ 60 000 unités), les parts relatives à l'adoption des technologies susmentionnées sont considérablement réduites: les épurateurs représentent environ 5% de la flotte mondiale et le GNL (GNL et GNL prêt à l'emploi) seulement 0,8%.

GNL	Le GNL est prêt	Hydrogène	Piles	GPL	Épurateur	Méthanol
318	148	2	329	7	3286	12
7,8%	3,6%	0,05%	8,0%	0,2%	80,1%	0,3%

Tableau 25 - Nombre de navires en exploitation et en construction, source DNV - mars 2019

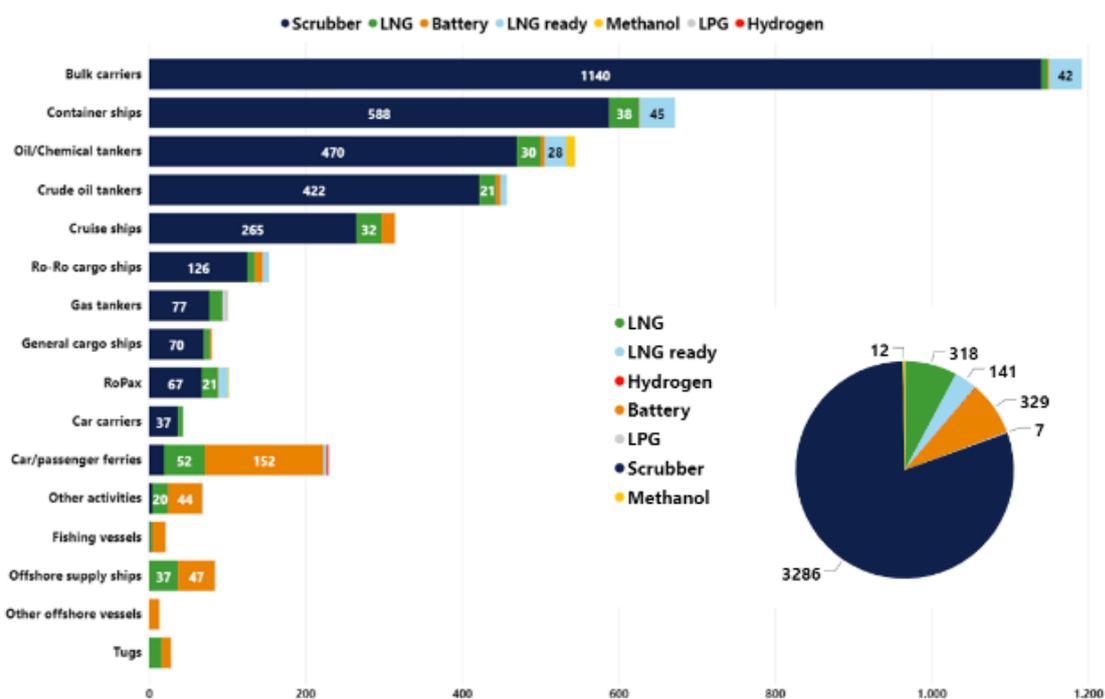


Figure 24 - Nombre de navires en exploitation et en construction, source DNV - mars 2019

Si l'on examine la répartition territoriale de la flotte de GNL et des infrastructures terrestres connexes au niveau européen, on constate un développement particulier dans les mers de l'Europe du Nord en raison de l'introduction précoce des limites de la teneur en soufre, tandis que la Méditerranée a subi un retard important qui n'est que maintenant rattrapé. La figure ci-dessous montre le développement des infrastructures de GNL (à gauche) et des navires (à droite) en Europe.



Figure 25- Géolocalisation des infrastructures et des navires alimentés en GNL, source DNV - Mars 2019

Cette évolution est bien représentée par l'analyse des navires alimentés au GNL, qui est présentée en détail par type de navire et par zone de référence dans l'analyse ci-dessous.

Si l'on examine la répartition des différentes options technologiques par type de navire, il se confirme que les ferries sont le secteur où la pénétration de la solution GNL est la plus marquée, étant la solution préférée dans plus de 20% des cas (en additionnant les catégories GNL et prêts à l'emploi), suivis par les secteurs des croisières, des conteneurs et des pétroliers.

Les graphiques suivants montrent les ventilations technologiques (épurateurs, GNL, GNL prêt à l'emploi, batteries, méthanol, GPL et hydrogène) pour les quatre types de navires mentionnés ci-dessus: ferry (qui comprend les cargos Ro-Ro, Ro-Pax, les transporteurs de voitures, les ferries pour voitures/passagers); navires de croisière, porte-conteneurs et pétroliers (qui comprend les pétroliers et les gaziers).

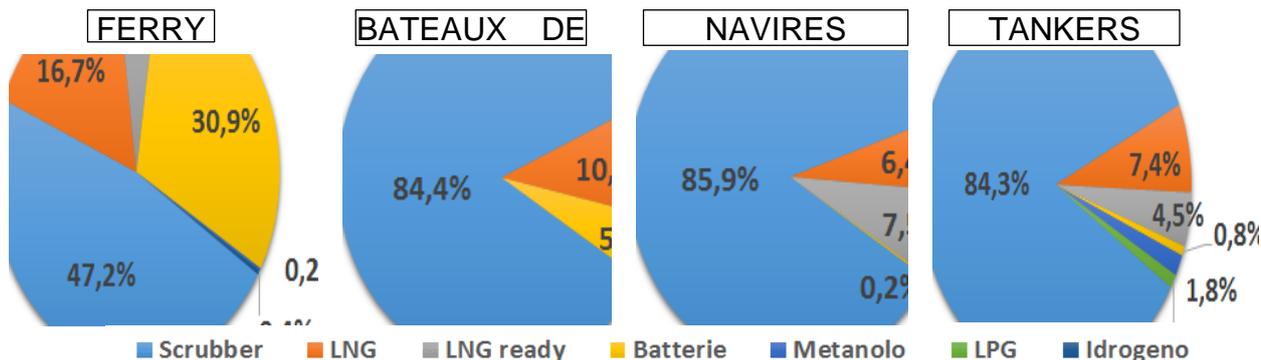


Figure 26 - Nombre de navires en exploitation et en construction, par type (source DNV - mars 2019)

Avec un total de 86 navires, dont 52 sont des ferries pour passagers, opérant principalement en Norvège et en Amérique, suivis par les navires Ro-Pax (21), Ro-Ro cargo (9) et Car carrier (4).

En ce qui concerne les porte-conteneurs alimentés au GNL, au moment de la rédaction du présent rapport, 38 navires sont en service ou en carnet de commande. Le coût relativement élevé de l'adoption du GNL, environ 25 à 30 millions de dollars par navire, associé à l'incertitude de l'infrastructure d'approvisionnement en gaz, est dissuasif pour de nombreux transporteurs. Étant donné que le coût d'installation des épurateurs a considérablement diminué, passant de 5 à 8 millions de dollars par unité il y a un an à seulement 3 à 5 millions de dollars aujourd'hui, cette option semble être la plus intéressante pour les transporteurs (SRM 2019, sur la base des données Alphaliner).

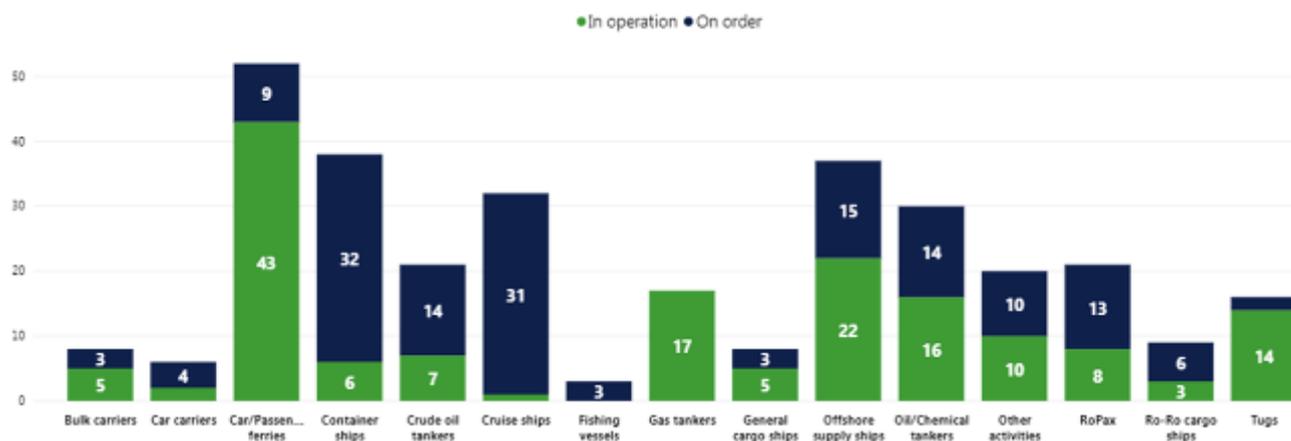


Figure 27 - Nombre de navires méthaniers en exploitation et en construction, par type et par zone géographique d'utilisation (source DNV - mars 2019).

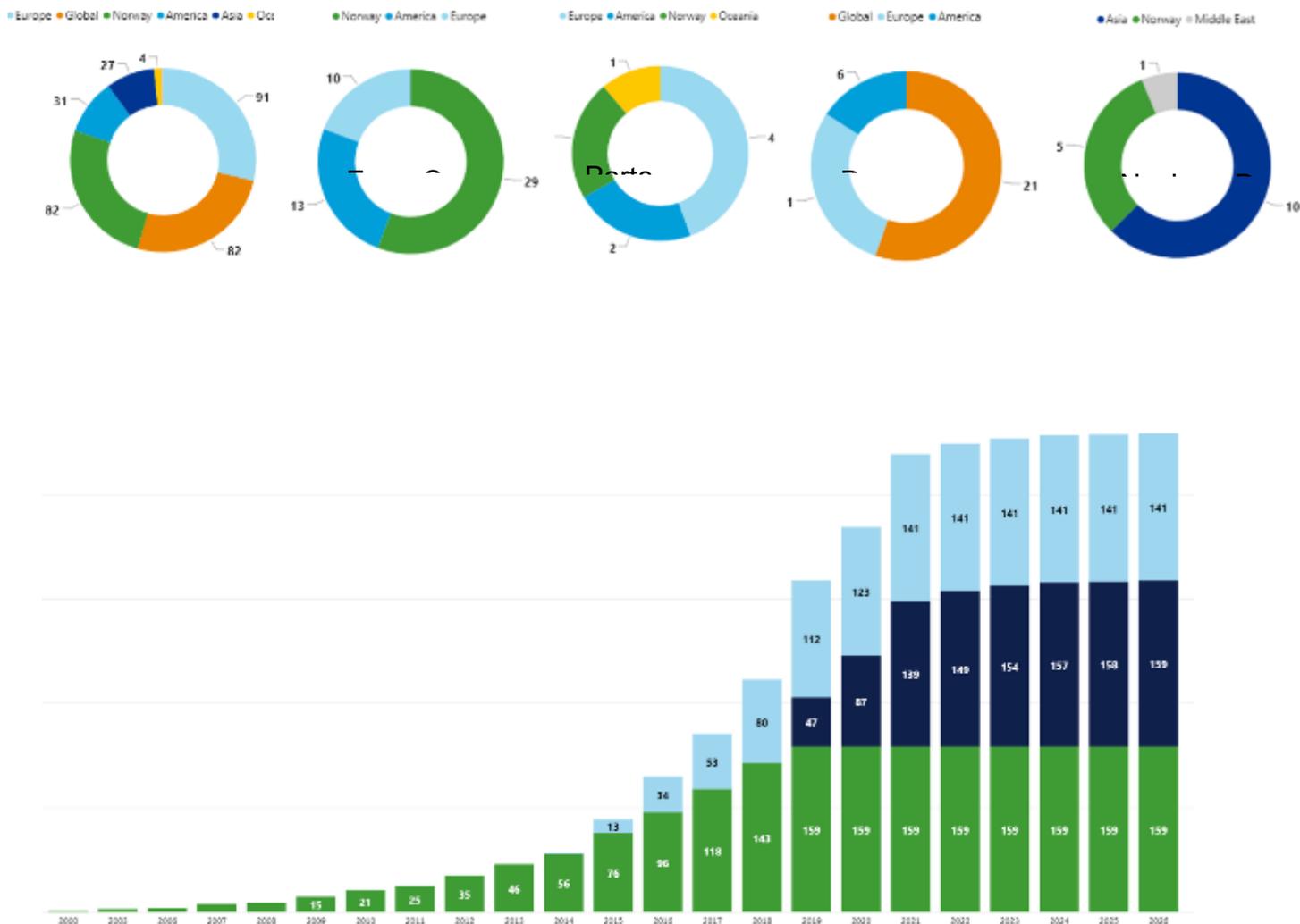


Figure 28 - Nombre de navires GNL en opération et en construction, par année (source DNV - mars 2019)

5.4.1 Le secteur des croisières

Le secteur des croisières, grâce à l'impulsion donnée par le groupe Carnival, a été le véritable facteur favorisant l'adoption du GNL comme carburant marin.

Après l'expérimentation de l'AIDAprima et de l'AIDAprera (classe Hyperion), construits par le chantier naval japonais Mitsubishi à Nagasaki et entrés en service respectivement à la mi-2016 et à la mi-2017, n'avoir qu'un seul des quatre moteurs à double alimentation MDO/GNL (MaK M46) utilisable comme source d'énergie lorsque les navires sont amarrés au quai, Grâce au programme de développement lié au "Projet XL", le groupe Carnival a été le premier à briser le cercle vicieux de la "poule et de l'œuf" concernant le besoin d'infrastructures d'approvisionnement et de ravitaillement en GNL, définissant ainsi la ligne

de développement que tous les grands *acteurs* du secteur des croisières allaient suivre par la suite.

À ce jour, le groupe a passé neuf commandes au chantier naval de Papenburg et à son jumeau finlandais, Meyer Turku: trois pour l'entreprise allemande AIDA (*AIDAnova* livré en décembre 2018, plus de nouvelles constructions pour des livraisons en 2021 et 2023); deux pour l'entreprise italienne Costa Crociere (*Costa Smeralda* en 2019 et une unité supplémentaire en 2021); deux pour l'entreprise britannique P&O Cruises (*Iona* en 2020 et une unité supplémentaire en 2022); et deux pour l'entreprise américaine Carnival Cruise Lines (*Mardi Gras* en 2020 et une unité supplémentaire en 2022).

En juillet dernier, Carnival Corporation a complété ses commandes de navires à propulsion GNL en signant un accord avec le chantier naval italien Fincantieri pour deux nouvelles constructions de 175 000 tonnes commandées par la compagnie américaine Princess Cruises, dont les livraisons sont prévues pour 2023 et 2025.

Le 18 octobre 2018, le nouveau *AIDAnova* est devenu le premier navire de croisière au monde à être alimenté au gaz naturel liquéfié. À Eemshaven, aux Pays-Bas, le pétrolier "*Cardissa*" a rempli les trois réservoirs spéciaux avec un total d'environ 3 500 mètres cubes de GNL.

D'un point de vue technique, tous les navires du projet XL seront équipés des mêmes moteurs MaK (4 propulseurs à carburant MaK duakl) et de la configuration de l'équipement GNL installé à bord de l'*AIDAnova* qui comprend 3 réservoirs cryogéniques de classe C, dont deux d'environ 35 mètres de long, 8 mètres de diamètre et d'une capacité de 1 550 mètres cubes et un troisième réservoir plus petit (5 mètres de diamètre et 28 mètres de long) d'une capacité d'environ 520 mètres cubes.

En ce qui concerne l'autonomie opérationnelle des navires, le remplissage d'un réservoir de GNL peut assurer une navigation en mer d'une durée allant jusqu'à deux semaines.

D'autres compagnies ont déjà commandé des paquebots de croisière fonctionnant au GNL:

- Royal Caribbean, avec deux navires de 200 000 GT livrés en 2022 et 2024 par Meyer Turku;
- Disney, avec trois navires de 140 000 tonnes qui seront livrés en 2021-23 par Meyer Werft;
- TUI Cruises, avec deux navires de 161 000 GT chez Fincantieri, pour des livraisons en 2024 et 2026;
- Ponant, avec un navire de 30 000 tonnes de la société roumaine Vard dont la livraison est prévue en 2021;
- MSC, avec une construction neuve de 183 500 tonnes aux Chantiers de l'Atlantique (France) dont la livraison est prévue en 2023, plus deux navires de 205 700 tonnes

du même chantier dont les livraisons sont prévues en 2022 et 2024 et des options pour deux autres navires de 205 700 tonnes dont les livraisons sont prévues en 2025 et 2026. Les navires mis en service par MSC sont tous de type bicarburant.

Au total, les navires alimentés au GNL représentent environ 25% du carnet de commandes total du secteur, soit plus de 4 300 tpl et une valeur d'investissement d'environ 25 milliards d'euros.

Les navires alimentés au GNL nouvellement construits ont atteint 27 unités, la majorité des livraisons se concentrant sur la période 2021-2023 (15 unités), mais il est prévisible que de nouvelles commandes et de nouvelles livraisons se matérialiseront au cours de la période 2024-2026 suite à l'activation d'options de construction déjà prévues par certaines compagnies.

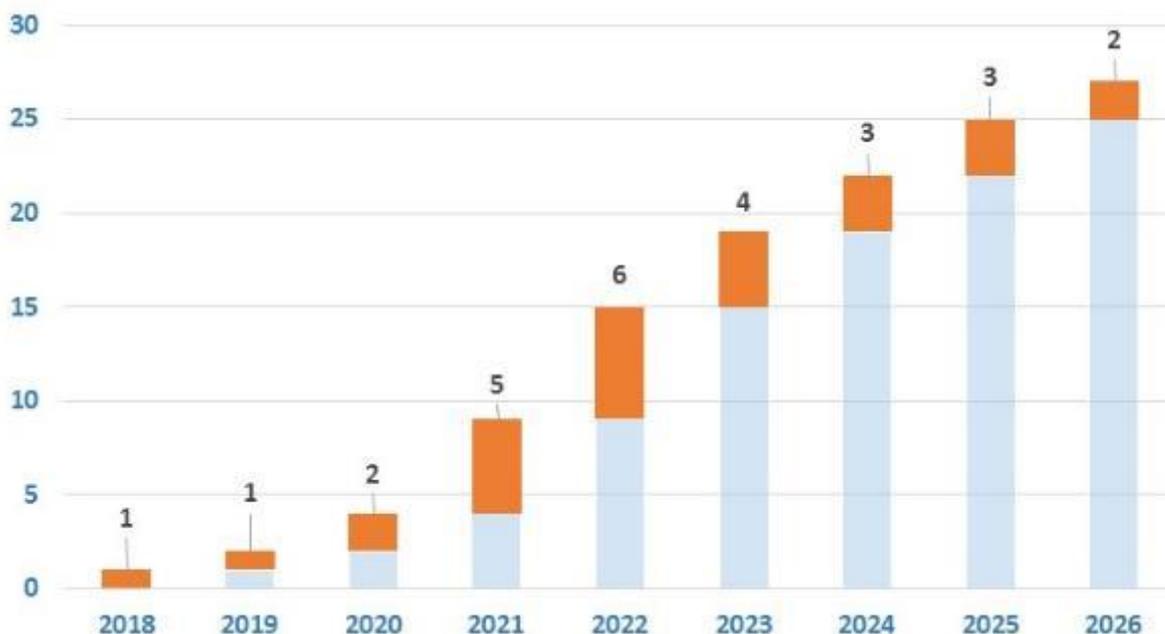


Figure 29 - Nombre de nouveaux navires de croisière fonctionnant au GNL en construction par année de livraison (Source: notre élaboration - mars 2019).

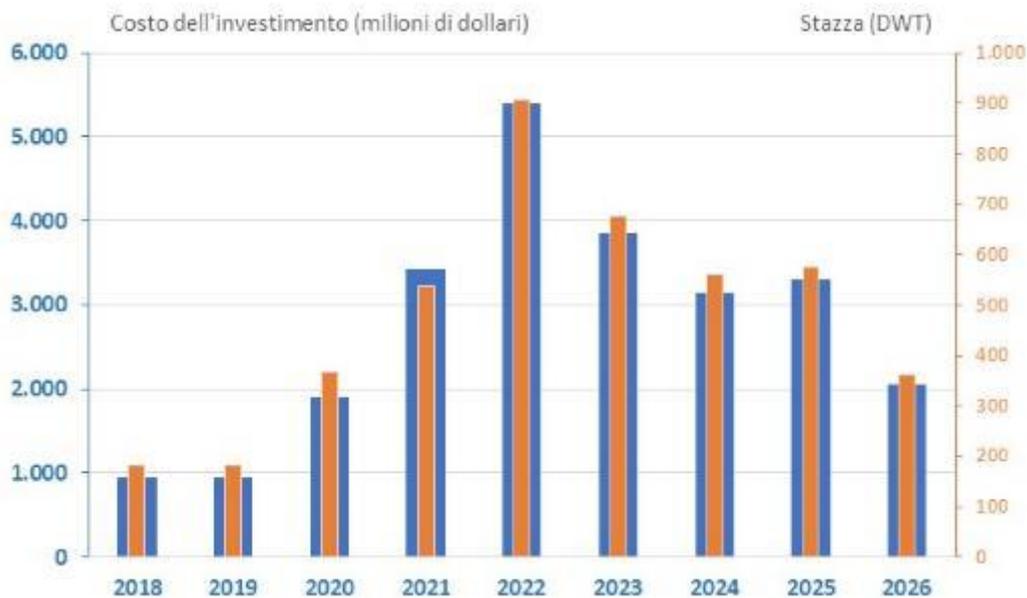


Figure 30 - Valeur des nouveaux navires de croisière alimentés au GNL par coût d'investissement et tonnage

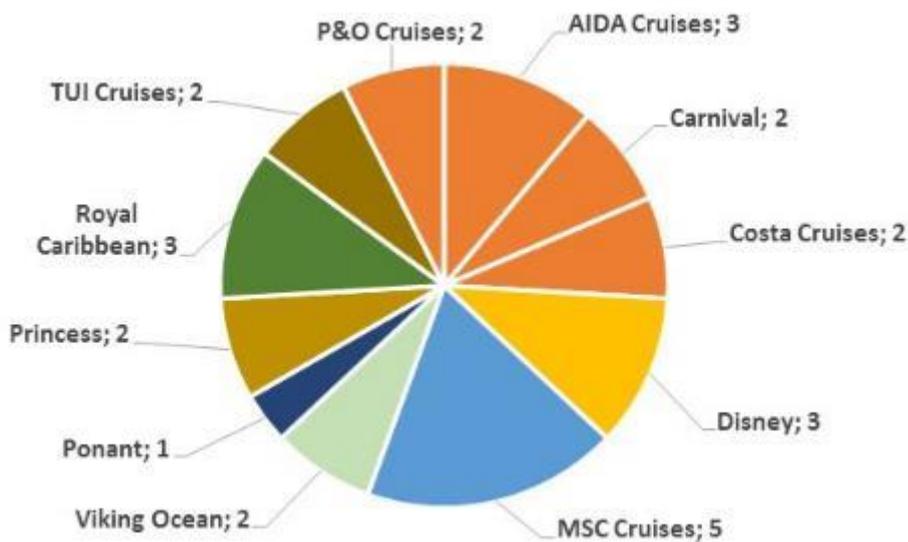


Figure 31 - Répartition du nombre de nouveaux navires de croisière alimentés au GNL par compagnie maritime

Année de livraison	Entreprise	Nom du navire	Coût	Tonnage	Capacité	Chantier naval	Zone d'opération
2018	Croisières AIDA	Aida Nova	\$950	183,9	5,2	Meyer	Europe
2020	Carnaval	Mardi Gras	\$950	183,9	5,2	Meyer Turku	Amérique du Nord
2019	Croisières Costa	Côte d'émeraude	\$950	183,9	5,224	Meyer Turku	Europe
2020	P&O Cruises	Iona	\$950	183,9	5,2	Meyer	Europe (Royaume-Uni)
2021	Croisières AIDA	Sans nom	\$950	183,9	5,4	Meyer	TBA
2021	Croisières Costa	Sans nom	\$950	183,9	5,224	Meyer Turku	TBA
2021	Disney	Sans nom	\$900	140	2,5	Meyer	TBA
2021	Ponant	Commandant Charcot	\$324	30	270	VARD	Monde
2021	Océan Viking	Sans nom	\$305	TBA	TBA	VARD	Monde
2022	Carnaval	Sans nom	\$950	183,9	5,2	Meyer Turku	TBA

Année de livraison	Entreprise	Nom du navire	Coût	Tonnage	Capacité	Chantier naval	Zone d'opération
2022	Disney	Sans nom	\$900	140	2,5	Meyer	TBA
2022	P&O Cruises	Sans nom	\$950	183,9	5,2	Meyer	Europe (Royaume-Uni)
2022	MSC Croisières	Sans nom - GNL de classe mondiale	\$1.200	200	5,4	Chantiers de l'Atlantique	TBA
2022	Royal Caribbean	Sans nom - Navire de classe Icon	\$1.100	200	5	Meyer Turku	TBA
2022	Océan Viking	Sans nom	\$305	TBA	TBA	VARD	Monde
2023	Croisières AIDA	Sans nom	\$950	183,9	5,4	Meyer	TBA
2023	Disney	Sans nom	\$900	140	2,5	Meyer	TBA
2023	MSC Croisières	Sans nom - Classe Wonder Plus	\$1.000	177,1	4,888	Chantiers de l'Atlantique	TBA
2023	Princesse	Sans nom	\$1.000	175	4,3	Fincantieri	TBA

Année de livraison	Entreprise	Nom du navire	Coût	Tonnage	Capacité	Chantier naval	Zone d'opération
2024	MSC Croisières	Sans nom - GNL de classe mondiale	\$1.200	200	5,4	Chantiers de l'Atlantique	TBA
2024	Royal Caribbean	Sans nom - Navire de classe Icon	\$1.100	200	5	Meyer Turku	TBA
2024	Croisières TUI	Sans nom	\$850	161	4	Fincantieri	TBA
2025	Royal Caribbean	Sans nom - Navire de classe Icon	\$1.100	200	5	Meyer Turku	TBA
2025	MSC Croisières	Sans nom - GNL de classe mondiale	\$1.200	200	5,4	Chantiers de l'Atlantique	TBA
2025	Princesse	Sans nom	\$1.000	175	4,3	Fincantieri	TBA
2026	Croisières TUI	Sans nom	\$850	161	4	Fincantieri	TBA
2026	MSC Croisières	Sans nom - GNL de classe mondiale	\$1.200	200	5,4	Chantiers de l'Atlantique	TBA

Tableau 26 - liste des navires de croisière alimentés au GNL

En ce qui concerne les navires d'intérêt pour la Méditerranée et l'Arc ligure et en ce qui concerne les possibilités et les modalités d'avitaillement, selon les indications du groupe Carnival, pour l'**Aida Nova** et le **Costa Smeralda** nous attendons les approbations finales afin de pouvoir effectuer les opérations d'avitaillement par modalité de *navire à navire* dans le port de Barcelone et dans le port de Marseille comme deuxième possibilité, si cela s'avérait nécessaire.

Il convient de noter que pour Aida Nova et Costa Smeralda, grâce au "Civitavecchia Blue Agreement", un accord conclu par la municipalité, l'autorité portuaire et l'autorité du système portuaire, l'AdSP prendra en charge 60% des quotas fixes du service de collecte des déchets, applicable à tous les navires qui utilisent le GNL comme source d'énergie à bord pendant les manœuvres d'approche/départ et l'accostage.

AIDAnova

AIDAnova assurera un service rotatif hebdomadaire en Méditerranée occidentale dans les ports de Marseille, La Spezia, Civitavecchia, Majorque et Barcelone (port d'attache) de juin à octobre 2019 et d'avril à octobre 2020, avant de passer aux îles Canaries pour le reste de l'année.

La configuration de l'équipement GNL installé à bord d'AIDAnova comprend 3 réservoirs cryogéniques de classe C, dont deux ont une longueur d'environ 35 mètres, un diamètre de 8 mètres et une capacité de 1 550 mètres cubes et un troisième réservoir plus petit (diamètre de 5 mètres et longueur de 28 mètres) d'une capacité d'environ 520 mètres cubes, pour un total d'environ 3.500 m³ de capacité de stockage de GNL.

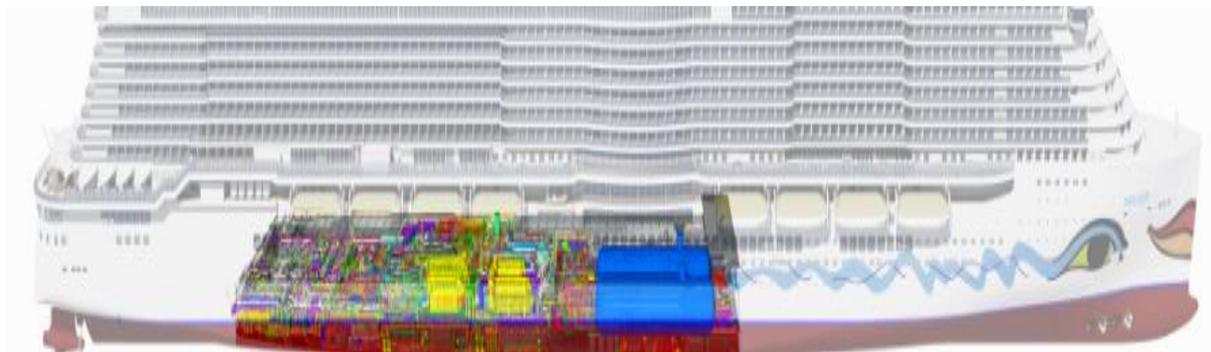


Figure 32 - Systèmes GNL installés à bord de l'Aida Nova et opérations de ravitaillement de navire à navire (Source: Carnival Corp)



Figure 33 - Réservoir de GNL installé à bord de l'Aida Nova (Source : <http://Intmarine.com>)



Figure 34 - Opération de soutage de navire à navire, Aida Nova (Source : <http://antonyveder.com>)

Côte d'émeraude

Construit dans le chantier naval finlandais Meyer Turk, le Costa Smeralda a un tonnage brut de plus de 182 000 tonnes, et mesure 337 mètres de long, 42 de large avec une vitesse de croisière de 21 nœuds.

La "Croisière Vernissage" de 15 jours du Costa Smeralda partira de Hambourg le 20 octobre, passera par Rotterdam, Lisbonne, Barcelone, Marseille et arrivera à Savone, le port d'attache de la flotte Costa.

Dans le calendrier commercial actuel de la compagnie, la navigation en Méditerranée occidentale se poursuivra jusqu'en avril 2021, avec des croisières d'une semaine de Savone à Marseille, Barcelone, Palma de Majorque, Civitavecchia et La Spezia.



Figure 35 - Coût Smeralda

Les figures suivantes montrent les itinéraires de voyage des navires de croisière alimentés au GNL opérant dans la zone d'intérêt (Méditerranée, mer de Ligurie).



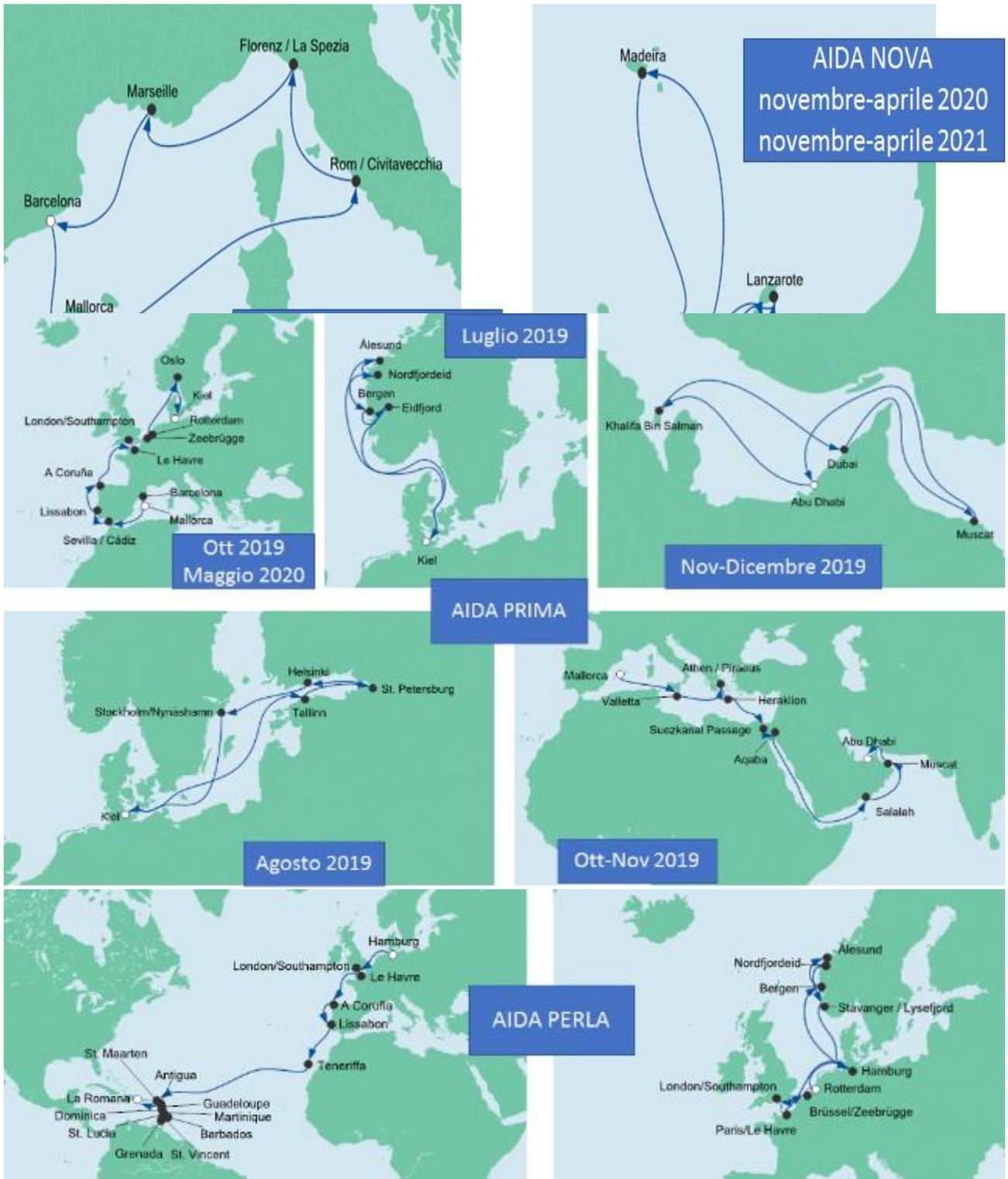


Figure 36 - Itinéraires de voyage des navires de croisière alimentés au GNL opérant dans la zone d'intérêt (Source: www.costacrociere.it)

5.4.2 Aspects techniques et technologiques pour les navires alimentés au GNL

Le GNL présente plusieurs défis par rapport aux carburants pétroliers traditionnels, à la fois en tant que liquide cryogénique et en tant que gaz inflammable. En tant que liquide, ces défis sont principalement associés aux risques cryogéniques d'un liquide stocké à -163 °C qui doit ensuite être réévaporé et réchauffé pour assurer un approvisionnement monophasé (uniquement en gaz), et aux risques d'incendie et d'explosion associés à tout gaz combustible.

La conception et la construction de navires utilisant du GNL doivent aborder et résoudre un certain nombre de problèmes critiques, notamment:

- principes d'analyse de la sécurité et d'évaluation des risques;
- l'aménagement des zones dangereuses;
- moteurs et systèmes alimentés au gaz;
- dispositions relatives au stockage et à l'approvisionnement en gaz;
- systèmes de tuyauterie de gaz;
- accès, sas et pressurisation;
- systèmes de ventilation;
- systèmes de contrôle;
- équipement électrique;
- systèmes de détection de gaz;
- tests et expériences.

Le principal défi à relever dans la conception des navires est l'**espace** nécessaire au stockage.

5.4.2.1 Principaux espaces et aménagements pour les navires alimentés au GNL

Le GNL a une densité de combustible inférieure de 30 à 40% à celle des types de fioul actuels, ce qui signifie qu'il faut 60% de volume de combustible en plus pour le même stockage d'énergie. Actuellement, la plupart des systèmes de GNL utilisent des réservoirs de stockage pressurisés de type C. Les exigences en matière d'espace de stockage des réservoirs cylindriques indépendants et la réduction de la densité énergétique signifient que le GNL peut nécessiter jusqu'à trois fois l'espace de stockage d'une quantité équivalente de carburant. Des conceptions avec des réservoirs de type B qui réduiront quelque peu cet encombrement ont également été développées, ainsi que des technologies pertinentes pour GazTransport-TechniGaz (GTT).

Les exemples suivants peuvent être mis en évidence et faire l'objet d'une référence pour la disposition principale des espaces dans ces navires, qui se réfèrent à l'utilisation de citernes de type C et d'une ou plusieurs stations de soutage:

- **Stations de soutage:** Les stations de soutage sont considérées comme des zones dangereuses de type 1. L'opérateur de la soute peut gérer et surveiller la station de soutage depuis une cabine de contrôle, séparée de la station par un sas, où est implanté l'écran de contrôle ainsi que le bouton d'arrêt en cas d'urgence. La cabine de contrôle du bunker est considérée comme une zone non dangereuse et est accessible depuis le pont-garage dont l'accès est limité par une clé.
- **Emplacement du réservoir de** stockage de gaz: il faut tenir compte des risques de collision et de mise à la terre ainsi que des risques directs liés à l'endommagement du réservoir de stockage (dommages cryogéniques à la structure environnante et au personnel, risque d'incendie et d'explosion). Les réservoirs de stockage de gaz doivent être situés aussi près que possible de l'axe central du navire et à au moins 2 mètres du fond du navire. Aucune partie de l'enveloppe extérieure de la citerne et la vanne d'isolement principale de la citerne ne doivent se trouver à une distance inférieure à $B^{25}/5$ du bord du navire au niveau de la marque de franc-bord d'été. En tout autre point, la distance par rapport au bord du navire ne doit pas être inférieure à 2 m pour les bateaux à passagers et les bateaux dont les citernes sont situées sous le logement, et à 0,8 m pour les autres types de bateaux.



Figure 37 - Citernes de type C sur le pont arrière du Viking Grace et sur le pont avant d'un pétrolier

- **Espace de stockage de carburant:** la chambre du réservoir est considérée comme une zone non dangereuse. En ce qui concerne les réservoirs de type C, ils sont situés

²⁵ B est la largeur maximale à l'extérieur du cadre du navire et B/5 est mesuré à bord à partir du côté du navire à angle droit par rapport à la ligne médiane, au niveau de la marque de franc-bord d'été.

à l'intérieur de cette zone, à laquelle est relié l'espace de raccordement des réservoirs (TCS), où passent toutes les canalisations reliées au système GNL.

- Espace de raccordement des réservoirs (TCS):** tous les instruments et équipements de traitement liés au gaz doivent être situés dans l'espace de raccordement des réservoirs. Le TCS fait partie intégrante du réservoir, il est soudé sur celui-ci. En fonctionnement normal, il est fermé, étanche aux gaz, à l'exception des tuyaux d'entrée et de sortie d'air nécessaires à la ventilation. Le TCS est marqué comme une zone dangereuse de type 1. Lorsqu'une fuite se produit, le gaz libéré déclenche une alarme qui ferme automatiquement les vannes du réservoir pour arrêter la fuite et purger la tuyauterie associée avec un gaz inerte. Le TCS fait également office de collecteur de fuites, avec une capacité suffisante pour retenir tout le contenu liquide des tuyauteries et des équipements de traitement, ainsi que le contenu susceptible de fuir du réservoir, pendant la période comprise entre le début de la fuite et la fermeture des vannes automatiques du réservoir. L'accès au TCS se fait par un espace de service de la citerne (TSS). Le TSS ne contient aucun équipement ou tuyauterie; c'est un espace vide.
- Système de manipulation et d'alimentation en gaz:** la vanne d'isolement du réservoir principal et les vannes d'isolement indépendantes pour chaque utilisateur doivent être équipées de vannes d'arrêt manuelles et automatiques. La conduite de combustible de chaque partie de la machine à gaz doit être équipée d'un système de vannes d'arrêt et d'évent permettant de couper l'alimentation en gaz et de l'évacuer dans l'atmosphère à un endroit sûr. La fermeture automatique des vannes doit être activée en cas de perte de gaz, de détection d'incendie, de perte de la ventilation requise du conduit ou de l'enveloppe, ou de perte de pressurisation de la tuyauterie à double paroi. Les vannes d'arrêt et les équipements de régulation de la pression ne sont pas autorisés dans le local des machines. Ces composants sont souvent contenus dans l'espace de raccordement du réservoir. Cette disposition minimise l'exposition possible aux fuites de liquide et de gaz.



Figure 38 - Structure du système de gaz combustible Viking Grace

- **Tuyauterie:** o Ligne de **soutes:** la ligne de soutes va des deux (si deux) stations de soutage au réservoir. Pour empêcher les déversements de pénétrer dans les espaces qui le traversent, le tuyau est à double paroi. Le tube intérieur et le tube extérieur sont classés pour la pression de fonctionnement et la plage de température. Le tube extérieur est isolé pour la sécurité des personnes s'il devient froid en raison d'une fuite de liquide du tube intérieur. L'espace entre les tuyaux est mis sous pression par un contrôle de la pression afin de détecter toute fuite et de prendre les mesures nécessaires.
- Tuyauterie du **TCS:** la tuyauterie du TCS est généralement une tuyauterie en acier inoxydable à simple paroi, conçue pour une utilisation en milieu cryogénique.
- Conduites de **gaz chauds:** Les conduites de gaz chauds, qui envoient le gaz du réservoir aux moteurs, traversent la chambre du réservoir jusqu'à la salle des machines. Il s'agit d'un tuyau ventilé à double paroi. Les tuyaux intérieurs et extérieurs sont en acier au carbone, l'espace entre les tuyaux est ventilé par le système de ventilation GVU.
- **Auxiliaires:** o Azote: L'azote est nécessaire pour les opérations de soutage afin de purger le collecteur. Avant l'avitaillement, l'air doit être remplacé par de l'azote gazeux inerte. Le mélange peut être envoyé dans l'atmosphère. Après le soutage, le liquide restant doit être poussé hors du collecteur dans la ligne de soutage, puis le gaz restant doit être poussé vers le puits de ventilation avant de le déconnecter. Pour cela, il faut disposer d'azote gazeux dont la pression d'extraction est supérieure à celle du réservoir. Le générateur d'azote est disponible à bord. L'azote doit également être disponible auprès du TCS.
- **Air instrument:** les vannes télécommandées ont une fermeture à ressort et sont alimentées par voie pneumatique. Il faut donc une alimentation fixe en air d'instrumentation, qui est fournie par le navire.
- **Eau:** La chaleur pour la vaporisation et le chauffage du gaz naturel est prise dans le système de refroidissement par eau douce existant. Pour éviter d'éventuelles fuites de gaz dans le système de refroidissement à l'eau douce, un circuit intermédiaire de saumure sera installé.
- **Ventilation:** les espaces de raccordement des réservoirs (TCS) et les espaces de service des réservoirs (TSS) nécessitent une ventilation. Chaque TCS et TSS disposera d'une ventilation individuelle et indépendante au moyen de ventilateurs individuels, qui extraient l'air du TCS/TSS en créant une pression sub-atmosphérique.

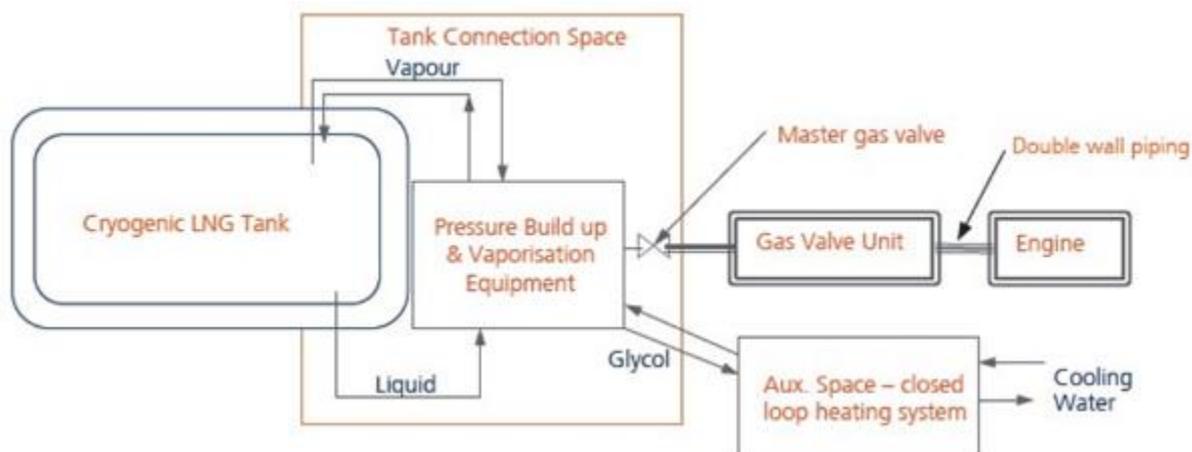


Figure 39 - Structure schématique du système de gaz combustible montrant le confinement à double paroi

5.5 Avitaillement en GNL

Le **soutage du GNL** est un type particulier d'opération dans laquelle le carburant GNL est transféré d'une source de distribution spécifique à un navire qui est alimenté en GNL. Cette activité implique la participation de plusieurs parties prenantes, notamment:

- navire à propulsion GNL;
- fournisseur de GNL;
- le port où se déroule l'activité d'avitaillement;
- le personnel de bord et le personnel de sécurité du port;
- les administrations et les décideurs politiques.

Il existe trois principaux modes de ravitaillement en GNL d'un navire, chacun convenant à des situations différentes selon le type de navire et le profil opérationnel.

- TruckToShip;
- ShipToShip;
- Depuis un dépôt côtier (mode dit "Terminal (Port)-to-Ship" - PTS);
- Utilisation des unités de conteneurs ISO.

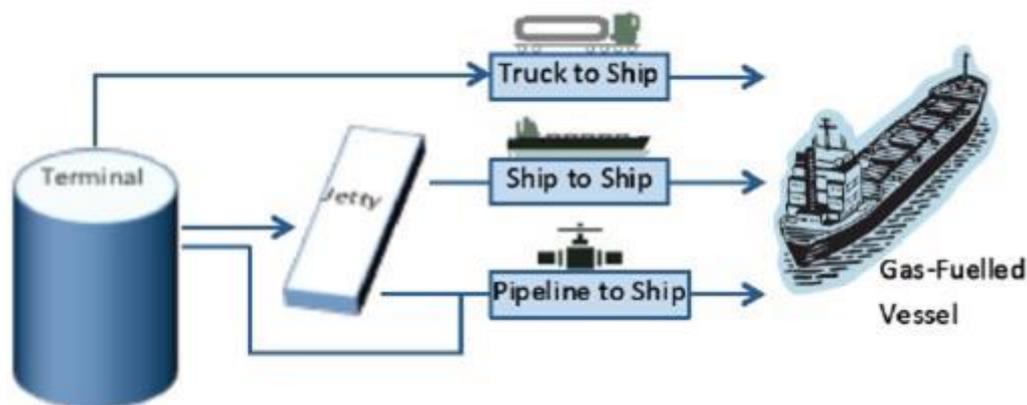


Figure 40 - Méthodes d'avitaillement

Le tableau suivant présente les méthodes de soutage les plus pertinentes pour les navires fonctionnant au GNL, en indiquant leurs capacités de stockage et leur taux de transfert typique.

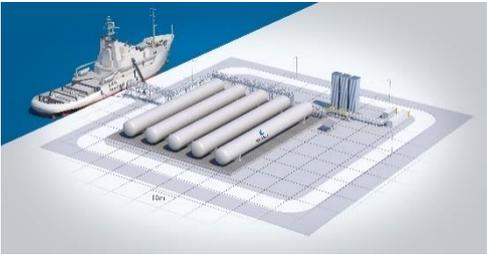
En fonction de la quantité de GNL requise et des contraintes liées aux délais de ravitaillement, il existera différentes méthodes de *soutage* plus adaptées aux besoins spécifiques, aux différents types de navires, aux différents profils d'exploitation et à la capacité de stockage du GNL à bord du navire. En général, les navires plus grands, qui utilisent potentiellement le GNL pour des voyages plus longs, auront besoin de volumes de soutage plus importants et donc d'un taux de distribution plus élevé. C'est le cas des grands porte-conteneurs qui doivent rester à quai le moins longtemps possible, ce qui nécessite des volumes considérables de carburant. La méthode d'avitaillement devra donc être spécifique à ce type d'exigence.

Type d'unité à fournir	Volumes de GNL	Taux de transfert	Durée de l'avitaillement	Diamètre du tuyau	Mode préférentiel
Unités de service maritime, remorqueurs, patrouilles navales, navires de pêche	50 m ³	60 m ³ /h	45 minutes	2x2" ou 1x3"	TTS
Petits ferries Ro-Ro et Ro-Pax	400 m ³	400 m ³ /h	1 heure	2x4" ou 1x6"	TTS/ STS
Grands transbordeurs Ro-Ro et Ro-Pax	800 m ³	400 m ³ /h	2 heures	2x4" ou 1x6"	STS

Type d'unité à fournir	Volumes de GNL	Taux de transfert	Durée de l'avitaillement	Diamètre du tuyau	Mode préférentiel
Petits navires de charge et conteneurs	2,000 3,000 m ³	1 000 m ³ /h	2 à 3 heures	2x8" ou 1x12"	STS
Grands navires de charge	4,000 m ³	1 000 m ³ /h	4 heures	2x8" ou 1x12"	STS
Grands méthaniers, vraquiers et conteneurs	10,000 m ³	2 500 m ³ /h	4 heures	2x10"	STS/ PTS
Porte-conteneurs de taille XL, pétroliers et gaziers	20,000 m ³ 3	3 000 m ³ /h	7 heures	2x12"	STS/ PTS

Tableau 27 - Modes de soutage typiques pour différents types de navires

Méthode d'avitaillement	Volumes (V) et taux (Q)
<p>DE CAMION À BATEAU (TTS)</p>  <p>Raccordement du méthanier au navire le long du quai, à l'aide d'un tuyau flexible, généralement assisté d'une grue pivotante en porte-à-faux pour manipuler les tuyaux.</p>	<p>V ≈ 50-100 m³ Q ≈ 40- 60 m³/h</p>
	V ≈ 100- 6500 m ³

Méthode d'avitaillement	Volumes (V) et taux (Q)
<p style="text-align: center;">DE NAVIRE À NAVIRE (STS)</p>  <p>GNL livré au navire par un autre navire, une barge ou des allèges, amarrés le long du côté opposé de la jetée. Les tuyaux de soutage du GNL doivent être actionnés par le navire qui fournit le GNL.</p>	<p style="text-align: center;">$Q \approx 500- 1000 \text{ m}^3/\text{h}$</p>
<p style="text-align: center;">DU TERMINAL (PORT) AU NAVIRE</p>  <p>Avitaillement effectué par une petite unité de stockage de GNL, une petite station-service ou un terminal d'import/export.</p>	<p style="text-align: center;">$V \approx 500- 20000 \text{ m}^3$ $Q \approx 1000- 2000 \text{ m}^3/\text{h}$</p>
<p style="text-align: center;">ISO CONTAINER-TO-SHIP</p>	<p style="text-align: center;">$V \approx 20,5 \text{ m}^3$ (20 pieds ISO) $43,5 \text{ m}^3$ (40 pieds ISO)</p> <p style="text-align: center;">$Q \approx 40 \text{ m}^3/\text{h}$</p>

Méthode d'avitaillement	Volumes (V) et taux (Q)
<div style="text-align: center;">  </div> <p>Le GNL est livré au navire à quai par des unités de conteneurs ISO standard. Si le navire est équipé de connexions GNL, les conteneurs ISO peuvent être chargés et le carburant peut être utilisé directement.</p>	

Tableau 28 - Dispositions relatives à l'avitaillement en GNL

Pour chaque mode de soutage, les aspects suivants doivent être pris en compte afin d'assurer la sécurité et le succès des opérations de soutage:

- l'analyse des risques et la gestion de la sécurité, qui diffèrent selon la méthode d'avitaillement choisie;
- autorisations des autorités compétentes requises pour les différentes opérations;
- formation du personnel à terre et à bord des navires.

5.5.1 Sécurité et opérations dans les opérations de soutage, rôles et responsabilités

Pour toutes les opérations de soutage, le capitaine est responsable de la sécurité de son navire, de son équipage, de sa cargaison et de son équipement et ne doit pas permettre que la sécurité soit compromise par les actions d'autres personnes. Chaque capitaine doit veiller à ce que les procédures d'avitaillement établies soient respectées et que les normes de sécurité établies au niveau international soient maintenues.

5.5.1.1 Portée de l'évaluation des risques

L'activité d'évaluation des risques doit porter sur tous les dangers et les problèmes opérationnels associés aux opérations spécifiques de soutage des STS à un endroit donné.

L'objectif de l'évaluation des risques est d'examiner rigoureusement tous les dangers identifiés liés à la conception et à l'exploitabilité du système de carburant et de soutage du GNL afin de démontrer que tous les événements accidentels fiables ont été pris en compte et de recommander des mesures d'atténuation appropriées pour réduire les risques.

Pour démontrer qu'un niveau de sécurité adéquat a été atteint, recherchez un plan qui est intrinsèquement plus sûr que les contrôles opérationnels/procéduraux.

Un plan intrinsèquement plus sûr devrait se concentrer sur la prévention technique des défaillances (par exemple, réduction du nombre de connexions, fiabilité et redondance accrues). Lorsque cela ne peut être réalisé ou est insuffisant, la protection des personnes et des équipements essentiels doit se concentrer sur:

- moyens passifs (par exemple, barrières physiques, séparation et absence de sources d'inflammation);
- des moyens actifs (par exemple, détection, isolement, ventilation et extinction).

L'évaluation des risques doit être effectuée par des experts qualifiés conformément à une norme reconnue²⁶.

L'évaluation des risques doit analyser:

- le système d'alimentation en GNL et la station de soutage à bord du navire récepteur;
- le système d'avitaillement et la station de déchargement à bord du navire-citerne;
- les opérations de soutage STS sur site;
- l'examen critique des manuels d'exploitation.

5.5.1.2 Zones de sécurité

L'objectif des zones de sécurité est de réduire la fréquence d'inflammation en excluant de la zone les sources d'inflammation contrôlées et non contrôlées (sauf celles qui sont nécessaires et liées à l'opération d'avitaillement).

²⁶ Par exemple, ISO 31010, Management du risque - Techniques d'évaluation du risque.

La zone de sécurité doit permettre de contrôler en toute sécurité les opérations dans une zone définie et d'atténuer les dangers potentiels provenant de:

- opérations de soutage de GNL le long ou au mouillage ayant un impact sur les tiers et les navires passant ou amarrés sur le site;
- l'impact potentiel sur les opérations d'avitaillement en raison du trafic maritime ou du risque d'accidents causés par des tiers à un endroit proche.

L'étendue de la zone de sécurité doit être établie par une méthodologie fondée sur le risque qui inclut la prise en compte explicite de la probabilité des événements. Cette méthodologie est fondée sur la définition des conséquences du rejet et sur la probabilité des quantités rejetées, du lieu du rejet et du potentiel d'inflammation dans un environnement prévalant dans la zone d'opérations.

En général, l'évaluation suivra une méthodologie QRA²⁷ et comprendra l'identification des dangers, la définition du scénario d'émission et l'analyse des conséquences.

5.5.2 Exigences opérationnelles de l'avitaillement

5.5.2.1 Général

La sécurité étant une considération importante, le soutage du GNL comme carburant fait l'objet de recherches et de développements dans le monde entier. La réglementation internationale étant actuellement limitée, les autorités portuaires, les administrations du pavillon, les sociétés de classification et les fabricants collaborent pour mettre au point des technologies et des procédures pour un avitaillement sûr en GNL.

Ce chapitre donne une vue d'ensemble du soutage, présente une procédure pour le soutage en toute sécurité du GNL comme carburant et identifie certains aspects importants à prendre en compte pendant le soutage. L'accent est généralement mis sur les opérations de ravitaillement en GNL en mode STS effectuées par des navires-citernes en exploitation commerciale et des navires de réception.

5.5.2.2 Principaux domaines d'intérêt des opérations de soutage

Pour les opérations de soutage, les principaux domaines sur lesquels les parties prenantes doivent se concentrer sont les suivants:

- systèmes/procédures de sécurité;
- la sécurité incendie;
- la durée des opérations de soutage du GNL;

²⁷ Évaluation quantitative des risques

- préparation aux opérations de soutage du GNL;
- Opérations de soutage du GNL;
- achèvement des opérations de soutage du GNL;
- opérations simultanées (SIMOPS);
- manuel d'opérations pour le navire récepteur, le port/terminal et le prestataire de services;
- la formation des parties concernées;
- documentation générale;
- listes de contrôle;
- évaluation des risques et conformité;
- zones contrôlées;
- navigation et amarrage;
- contrôle de la quantité et de la qualité;
- systèmes de gestion: licences, autorisations, permis et système de gestion environnementale (EMS);
- caractéristiques techniques de l'équipement;
- procédures d'urgence;
- rôles et responsabilités.

La norme ISO 20519 et les lignes directrices de l'Agence européenne pour la sécurité maritime (EMSA) à l'intention des autorités portuaires pour le soutage du GNL sont deux des principaux documents fournissant des conseils et des informations sur tous ces domaines.

5.5.2.3 Utilisation de listes de contrôle

En raison de la variété des navires récepteurs et du nombre de pétroliers participant aux opérations dans le port, on considère que les listes de contrôle constituent le seul outil important de gestion des risques pour garantir que les opérations sont menées en toute sécurité.

Les listes de contrôle typiques peuvent inclure les éléments suivants:

- check-list: phase de planification;

- liste de contrôle: pré-bunking;
- liste de contrôle: transfert de pré-carburant;
- liste de contrôle après I.b.I..

Il est souhaitable que des copies contrôlées de ces listes de contrôle soient disponibles au moins aux postes de contrôle de la soute et de la passerelle. La norme ISO 20519 encourage également l'utilisation de listes de contrôle et en inclut des pertinentes.

Dans l'ensemble, la communication, la coopération et la planification sont trois mots qui sont considérés comme essentiels. La notion d'évaluation et de suivi des risques est également placée au cœur de ces opérations, et les rôles et responsabilités doivent être clairs afin que les processus soient suivis en conséquence. Et cela doit s'appliquer à toutes les parties prenantes.

5.5.3 Exemples d'application

Le soutage au GNL peut prendre différentes formes, tant en termes de chaîne d'approvisionnement que de modes de soutage, ce qui permet de distinguer différents équipements, navires et infrastructures en fonction de la solution de soutage envisagée. Dans les paragraphes suivants, nous analysons et proposons les solutions actuellement disponibles pour le soutage du GNL dans les modes de soutage décrits ci-dessus, en mettant en évidence les unités et les technologies qui peuvent actuellement être utilisées, ainsi qu'une série d'exemples de déploiement récents, utiles pour considérer les différents niveaux de maturité et de faisabilité opérationnelle.

5.5.3.1 Solutions "ship-to-ship" et exemples d'application

Comme indiqué schématiquement ci-dessus, le soutage en mode navire à navire (STS) est le transfert de GNL d'un navire ou d'une barge à un autre navire pour l'utiliser comme carburant. Les opérations de soutage peuvent être effectuées dans un port ou en mer.

Parmi les principaux avantages de ce type de transfert figure la possibilité d'opérer en mer sans avoir à entrer dans le port si les conditions météorologiques et les vagues le permettent, ainsi que la possibilité de traiter de grands volumes de produits en peu de temps.

Les navires de livraison de GNL sont des transporteurs de taille moyenne utilisés pour le transport régional de GNL avec la perspective d'une utilisation comme carburant marin ou pour l'utilisation industrielle du gaz naturel dans des régions éloignées. Les navires actuellement en service ou en construction sont à double coque et ont une capacité comprise entre 7.500 et 30.000 m³. Le tonnage et la taille des navires dépendent de la demande du marché et des limites physiques de la zone de déchargement, telles que la taille du site d'amarrage et le tirant d'eau du poste à quai.

Ces navires peuvent être chargés dans des terminaux d'importation de GNL. Le chargement s'effectue par des pipelines et des tuyaux cryogéniques ou des rampes fixes à un débit typique de 1.000 à 6.000 m³/h (selon la taille du navire). Les vapeurs de GNL produites dans le réservoir sont renvoyées au terminal par un pipeline de retour. Le déchargement du navire au terminal ou à la station d'avitaillement se fait également par des pipelines cryogéniques, des tuyaux ou des rampes fixes. Le GNL est pompé vers le terminal à l'aide de pompes submersibles adaptées aux réservoirs du navire, à un débit typique compris entre 1.000 et 6.000 m³/h.



Figure 41 - Rendu et illustration du navire de soutage "Coral Methane" (Source: Anthony Veder Group)

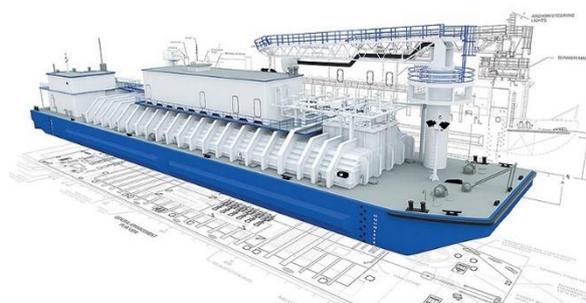


Figure 42 - Rendu et illustration du bunker "Clean Jacksonville" (Source: Herbert Engineering)

Les navires de ravitaillement en GNL sont des navires de petite et moyenne taille. Lors du soutage, le GNL est pompé directement des réservoirs du navire de soutage vers le réservoir du navire à souder.

La conception des navires de soutage est la même que celle des navires de livraison de GNL et ils ont généralement une capacité de 500 à 20.000 m³.

Aujourd'hui, les navires de soutage au GNL jouent un rôle fondamental dans les possibilités d'augmentation de la capacité de soutage, car ils permettent de surmonter les problèmes liés aux opérations de soutage à terre/à quai. L'avitaillement à partir du côté opposé du quai permet une plus grande flexibilité dans l'avitaillement et les opérations portuaires.

Le tableau suivant montre les principales caractéristiques dimensionnelles pour les différentes tailles de petits et moyens navires de soutage GNL (1.500-7.500 m³, source Damen). Ces navires garantissent une bonne flexibilité opérationnelle, y compris pour une utilisation dans les eaux portuaires, grâce à leurs tirants d'eau réduits (entre 3 et 5 m) et à leurs longueurs comprises entre 70 et 115 m.

Les navires de soutage plus grands ne varient que par leur taille, atteignant 125 m de longueur et un tirant d'eau de 6,6 m dans la configuration 10.000 m³ (source: Wartsila).

Capacité de chargement de GNL (m ³)	7.500	6.500	4.000	3.000	1.500
Longueur (m)	115,84	105,9	99,9	99,9	72,27
Tirant d'eau (m)	5,6	5,6	3,25	3,25	3,05
Vitesse maximale (kts)	13	13	10	10	10
Largeur (m)	18,6	18,6	13,5	11,3	11,3

Tableau 29 - Principales caractéristiques dimensionnelles des différentes tailles de navires-citernes GNL

Les petits navires de soutage (500-3.000 m³) sont généralement équipés d'une ou deux citernes, principalement de forme cylindrique, avec une pression de conception de 3 à 4 bars (citerne de type C de l'IMO) et une capacité de citerne unique de 500-2.000 m³.

Ces navires peuvent être chargés dans des soutes de taille petite/moyenne ou dans de grands terminaux d'importation. Le chargement s'effectue par des pipelines et des tuyaux cryogéniques ou des rampes fixes à un débit de 60 à 3 000 m³/h selon la taille de la citerne du navire.

Les navires de soute transportant du GNL sont soumis au "Code international sur la construction et l'équipement des navires transportant des gaz liquéfiés en vrac" de l'IMO (code IGC), à moins que le navire ne soit exploité exclusivement dans les eaux intérieures, hors du champ d'application de ce code. Dans ce cas, les règles seront définies au niveau national et, dans le contexte européen, l'ADN (Accord international relatif au transport de

marchandises dangereuses par voies de navigation intérieures), la directive 2016/1629 ou le RVIR (Règlement de visite des bateaux du Rhin) s'appliqueront.

Bettoline

Les allèges de ravitaillement en GNL sont essentiellement la version non propulsée des navires de ravitaillement. Ils sont compatibles avec toutes les *gammes de capacités* et de systèmes de confinement et un nombre croissant de projets sont développés avec ce mode d'approvisionnement.

Les mouvements des allèges sont gérés par des remorqueurs ou tout autre moyen capable de déplacer les allèges dans la zone portuaire en fonction des besoins de ravitaillement en GNL aux différents endroits possibles.

D'une part, l'utilisation d'un remorqueur ou d'une unité externe pour le déplacement représente un élément de flexibilité qui permet de déplacer plusieurs unités flottantes avec un seul véhicule à moteur; d'autre part, il peut y avoir des difficultés de manœuvre dans des eaux très fréquentées.

Les allèges peuvent être équipées de réservoirs intégrés ou de réservoirs placés au-dessus du pont principal.

Alors que pour les navires de soute, il existe des règles découlant du code IGC et IGF, pour les allèges, il ne semble pas y avoir de règles spécifiques applicables au transport et au soutage du GNL²⁸. Cela peut avoir des implications liées à l'harmonisation de ces actifs flottants qui devront être prises en considération par les autorités portuaires.

Du point de vue du cadre réglementaire, le soutage du GNL à partir d'un ponton GNL peut sembler, à première vue, être un mode de soutage PTS. Toutefois, une attention particulière doit être accordée au fait que le ponton peut être considéré comme une unité mobile, avec des implications pour le cadre réglementaire applicable.

L'approche de bonne pratique recommandée dans le guide actuel consiste à considérer ces pontons comme des infrastructures semi-fixes, à encadrer dans un cadre réglementaire approprié pour la prévention des accidents majeurs. Il est notamment recommandé que l'emplacement où est amarré un ponton soit évalué comme un établissement Seveso potentiel, en prenant sa capacité de stockage comme principal critère indicatif pour classer l'emplacement. La principale prévention des accidents pour les structures flottantes, telles

²⁸ Les briquets à gaz liquéfié en vrac doivent répondre aux exigences du code IGC ou d'autres normes nationales applicables aux caisses des véhicules non motorisés.

que les pontons, doit conduire à des considérations qui pourraient affecter le port adjacent entourant la position d'amarrage.

Du point de vue des unités existantes, il n'existe à ce jour aucun ponton de ravitaillement en GNL entièrement opérationnel en Europe.

Elles sont toutefois une réalité bien établie dans les voies navigables intérieures de la Chine, qui a connu un boom de la construction de navires à gaz et de l'utilisation du GNL comme carburant marin au cours de la dernière décennie. On compte plus de 19 stations de ravitaillement en GNL, y compris des installations de ravitaillement à terre et des pontons de ravitaillement flottants situés pour la plupart le long du fleuve Yangtsé, de la rivière des Perles et du canal Beijing-Hangzhou.



Figure 43 - Deux réservoirs de GNL de 250 m³ installés sur le ponton de Baguazhou (Source: Jiangsu Haiqiguanghua. CIMC)

En Europe, bien qu'il existe un certain nombre de barges utilisant le GNL comme carburant de substitution (notamment sur les voies navigables intérieures), le seul exemple de ponton de ravitaillement en GNL en mode STS a été réalisé dans le cadre du projet européen Core LNGas Hive. Le projet prévoyait la modernisation d'une barge-citerne non propulsée, qui a effectué en février 2018 le premier essai pilote du navire pour les opérations de chargement de GNL dans le port de Bilbao, en transférant 90 mètres cubes de GNL à un navire en transit.



Figure 44 - Essai pilote de soutage STS dans le port de Bilbao à l'aide d'un ponton (Source: Projet de ruche CORE LNGas)

Le navire Oizmendi, précédemment nommé Monte Arucas, a subi quelques transformations pour être équipé de réservoirs de fuel conventionnels et de deux réservoirs de GNL de 300 m³ chacun. Les travaux de modernisation ont été réalisés en sept mois par Astilleros de Murueta (le premier chantier naval à convertir un navire de ce type) et ont nécessité un investissement de 5,5 millions d'euros.

La situation est différente en ce qui concerne les commandes passées pour ce type d'unité, dont quelques exemples représentatifs sont donnés ci-dessous et dont la livraison est prévue dans les deux prochaines années.

Fluxys et Titan LNG ont uni leurs forces pour construire le FlexFueller 002, une jetée de soutage visant à rendre le gaz naturel liquéfié (GNL) plus largement disponible comme carburant pour la navigation dans le port et la région d'Anvers.

Le ponton, qui mesurera 76,40 mètres de long et 11,45 mètres de large, sera équipé de quatre citernes à cargaison sous vide de type C capables de transporter jusqu'à 370 m³ de GNL, pour un total de près de 1.500 m³ de capacité de stockage. Le ponton n'est pas autopropulsé et sera guidé par une unité externe d'aide à la manœuvre.

Le ponton de soutage de GNL FlexFueller 002, qui sera mis en service d'ici la mi-2020, sera basé au quai 526/528 du port d'Anvers, où Fluxys a déjà obtenu l'année dernière une concession pour fournir des services de soutage de GNL et où s'effectue actuellement l'approvisionnement des navires en GNL par camion.

Un autre projet innovant qui devrait voir le jour en 2020 est la construction d'un *transporteur de barges semi-ballastables* (SBBT), qui opérera en mer Méditerranée et en mer Adriatique.

L'unité SBBT se compose d'un remorqueur à double carburant (MDO et GNL) comme élément de propulsion et d'un ponton non motorisé pour la fourniture de carburants à faible teneur en soufre qui sera utilisé pour approvisionner les grands navires de croisière dans le port de Venise. Il est donc conçu comme une unité unique mais séparable en deux éléments distincts qui peuvent fonctionner séparément en cas de besoin, offrant également des services de remorquage, d'escorte, de sauvetage, d'approvisionnement et de récupération.

En particulier, les caractéristiques techniques pertinentes du ponton sont les suivantes:

- Longueur totale (sans remorqueur): 89,4 m
- Largeur: 26,7 m
- Tirant d'eau maximum: 3,0 m
- Déplacement à pleine charge: 5.526 T
- Capacité de stockage: 4.000 m³ de GNL et 1.000 m³ de MDO

L'unité a été conçue par SENER pour Rimorchiatori Riuniti Panfido & C. s.r.l, l'un des plus importants propriétaires et exploitants de remorqueurs et de barges en Europe, avec 130 ans d'expérience dans les services maritimes, dans le cadre du projet européen Poseidon MED II, qui a obtenu un cofinancement d'environ 11,7 millions d'euros.

La livraison est prévue pour 2020, un horizon temporel effectivement plus proche de celui prévu pour l'achèvement du projet lié à la construction d'un dépôt côtier de GNL d'une capacité de 32 000 mètres cubes à Porto Marghera par Venice LNG, à partir duquel l'unité Panfido devrait être fournie. La société affirme qu'elle se coordonne avec Venice LNG pour que les caractéristiques techniques du navire soient compatibles avec celles du futur dépôt et vice versa, ajoutant que si celui-ci ne devait pas être disponible pour le délai de livraison de la SSTB, elle serait prête à trouver d'autres solutions pour l'approvisionnement en gaz, notamment le terminal GNL en construction à Krk en Croatie, par camion ou par bateau.



Figure 45 - Rendu du ponton Flex Fueller 002 LNG (Source: Titan LNG)

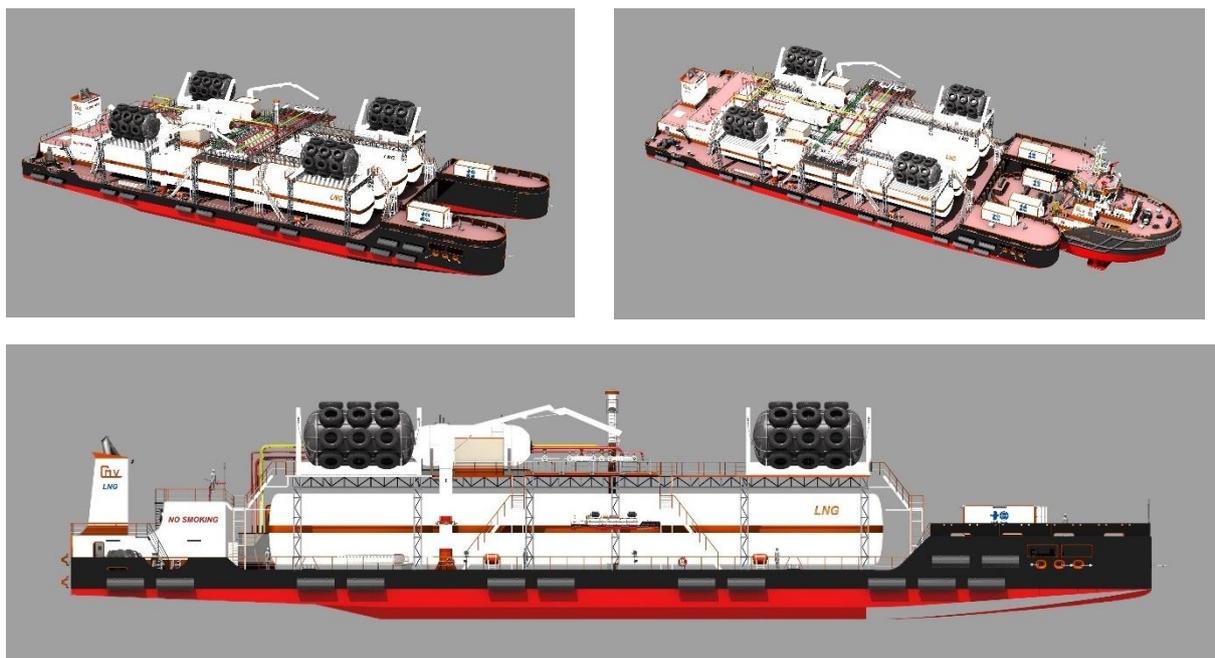


Figure 46 - Rendu de l'unité de transport de la barge semi-ballastable (SBBT) (Source: Sener marine)

5.5.3.1.1 Équipement à bord des navires de soute

Quelle que soit l'unité utilisée pour le soutage en mode STS, des bras et/ou des tuyaux de chargement seront nécessaires pour transférer le GNL du navire de charge au récepteur.

Les tuyaux ont été utilisés avec succès ces derniers temps pour des projets spécifiques de navire à navire. Un exemple est le ferry Viking Grace, bien établi, qui utilise des tuyaux flexibles de 6 pouces reliés au collecteur par un raccord "sec" et un raccord rapide marin. Il s'agit d'une méthode efficace lorsqu'une flexibilité opérationnelle excessive n'est pas nécessaire et que l'équipement est spécifique à un navire récepteur.

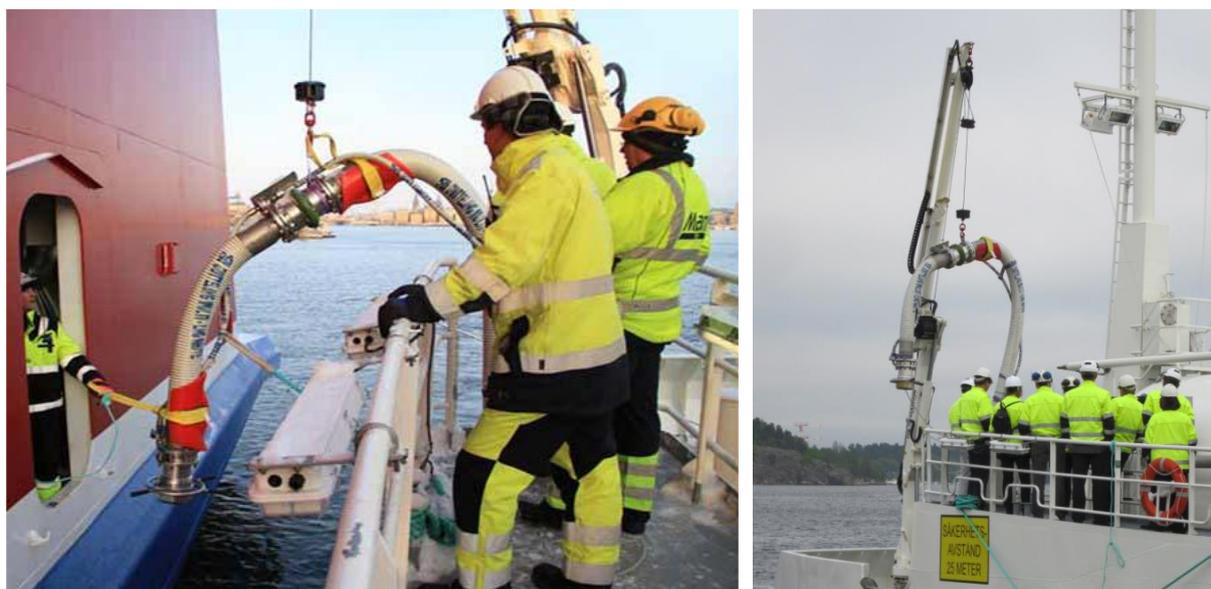


Figure 47 - Utilisation de tuyaux flexibles pour le transfert de GNL en mode STS du navire de soutage Seagas dans le port de Stockholm (Source: Viking Line)

On peut en dire autant du navire de soutage Coralius, qui a effectué plus de 100 opérations de soutage STS avec des tuyaux, presque toutes à destination du même navire de réception.

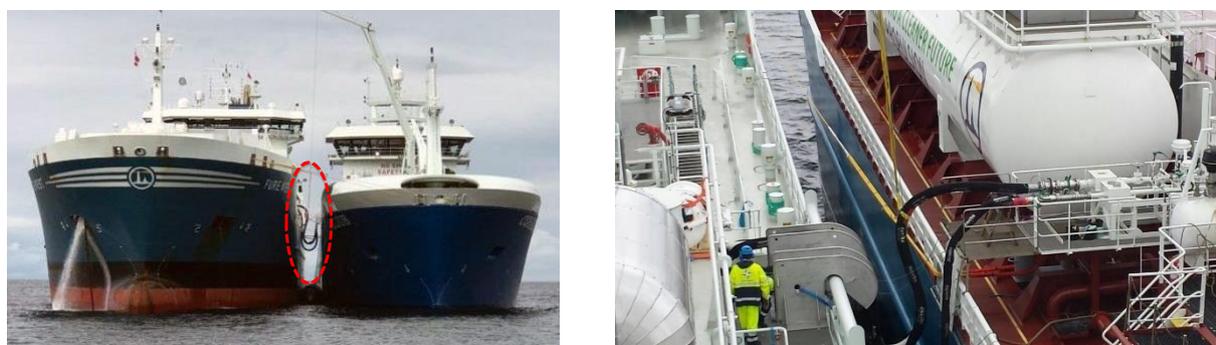


Figure 48 - Utilisation de tuyaux flexibles pour le transfert de GNL en mode STS du bunker Coralius dans le port de Göteborg (Source: Swedegas)

Cependant, le marché en développement crée des gammes d'exploitation de plus en plus larges, ce qui implique la nécessité de fournir du GNL à une multitude de navires ayant des caractéristiques et des exigences différentes. Dans la conception des navires de ravitaillement en GNL, ce besoin est satisfait par l'adoption de technologies de bras de chargement. Cette technologie n'est pas nouvelle, mais elle a été utilisée historiquement à grande échelle sur les FSRU, les FLNG et les terminaux GNL. Réduire ces conceptions de bras de chargement aux besoins d'un navire de soutage de GNL nécessite des compétences d'ingénierie expertes pour adapter le bras à une coque plus petite servant un navire plus grand.

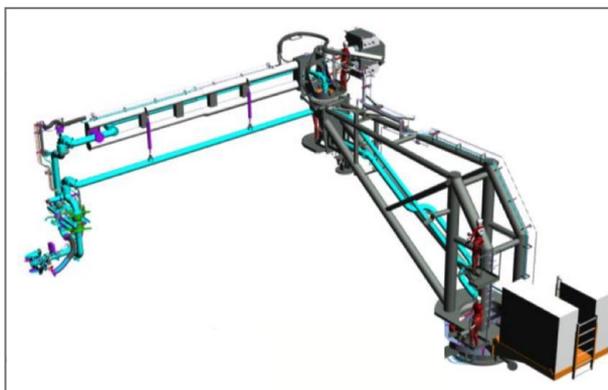
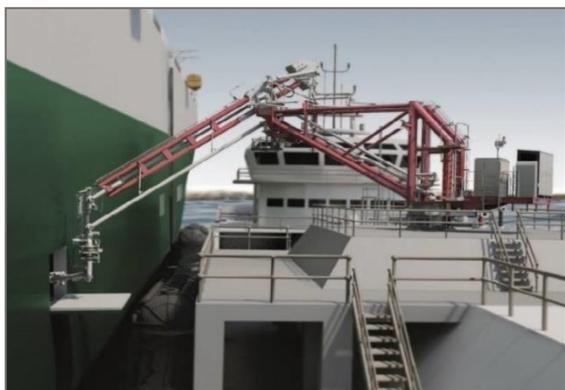


Figure 49 - Rendu et unité réalisée du bras de chargement rigide articulé pouvant être installé à bord d'un navire (Source: FMC technologies)

Le nouveau barrage de ravitaillement en GNL de navire à navire de MC Technologies est une progression naturelle de ses concepts établis à terre. Comme les rampes des deux autres applications, le nouveau bras est constitué de tuyaux rigides et articulés et équipé de joints tournants, ainsi que de technologies éprouvées d'accouplement/désaccouplement rapide et de système de secours.

La flèche à contrepoids est essentiellement une version réduite des bras de chargement montés sur le quai. Devant être monté sur un navire soumis à des mouvements dynamiques lors des opérations de transfert, le bras intègre également des fonctions de compensation des mouvements.

Les responsables de la mise en œuvre du concept ont souligné comment le développement du système n'a pas posé d'obstacles directs à la conception en soi. C'est plutôt l'absence de normes applicables aux transferts de GNL pour le soudage et la nécessité de faire face aux contraintes opérationnelles dictées par les différents contrats commerciaux qui ont posé les plus grands défis.

La flèche articulée peut pivoter sur 270° et comprend une conduite de liquide de 8" (capable de traiter des débits de GNL allant jusqu'à 1.100 m³/heure) et une conduite de vapeur de retour de 6", toutes deux pouvant supporter une pression de fonctionnement maximale de 19 barg.

La flèche intérieure pour la conduite de liquide est de 8,5 m de long; la flèche extérieure est de 10 m de long.

Le système de déclenchement d'urgence de la flèche télécommandé utilise un seul actionneur hydraulique pour actionner les deux jeux de vannes à double bille montées sur chaque ligne. Le dispositif est conçu pour assurer des déconnexions parfaitement synchronisées et un niveau d'intégrité équivalent à celui des opérations normales de transfert de GNL.

Les bras de chargement articulés mais entièrement rigides sont plus fiables et plus sûrs, mais leur portée (en termes de distance et non de vitesse de transfert) et leur flexibilité sont limitées. À l'inverse, les canalisations flexibles sont plus polyvalentes mais moins durables et ne sont pas optimisées pour être déconnectées en cas d'urgence.



Figure 50 - Rendu et unité développée d'un bras de chargement semi-rigide innovant (Source: JLA loading technology)

L'utilisation d'un bras rigide et d'un tube flexible dans une seule structure, comme la solution développée par JLA Technologies, permet de combiner les avantages des deux et est capable de garantir:

- efficacité et sécurité accrues en cas de déconnexion d'urgence car les dispositifs se trouvent du côté de la flèche et non sur le pont du navire;
- la portion des tuyaux est relativement courte et les tuyaux de différents diamètres peuvent être facilement remplacés pour servir différents utilisateurs;

- augmentation globale des performances en matière de sécurité, de durabilité et de flexibilité pratique.

Les autres caractéristiques essentielles de ce type de solution peuvent être résumées comme suit:

- bras primaire et secondaire rigides, avec raccord de tuyau;
- structure soutenue pour s'adapter aux changements de température;
- pas de contrepoids lourd;
- encombrement minimal et surface de pont limitée;
- ergonomie améliorée pour l'opérateur;
- moment de flexion minimal;
- articulations pivotantes;
- aucune grue n'est nécessaire.

Le ravitaillement en GNL de navire à navire (STS) en est à sa sixième année d'essais pratiques en Europe depuis que le ravitailleur de 180 m³ Seagas, un petit ferry norvégien reconverti, est entré en service dans le port de Stockholm en 2013 pour alimenter le ferry Viking Grace avec 70 tonnes de GNL presque tous les jours de la semaine.

Pourtant, jusqu'en 2017, Seagas est resté le seul opérateur ayant une expérience directe. Ce n'est que depuis 2017, en effet, que le marché dit des soutes a commencé à décoller, avec l'entrée en service des trois unités Enge Zeebrugge (5.000 m³ opérant dans le port de Zeebrugge), Cardissa (6.500 m³ opérant dans le port de Rotterdam) et Coralius (5 800 m³, desservant la mer Baltique occidentale, y compris le Skagerrak).

Ces nouvelles constructions, et bien d'autres, permettent à la flotte croissante de navires à gaz d'être ravitaillés en carburant de manière plus sûre, plus rapide et plus efficace que ne le permettent les transferts de GNL de TTS. En fait, il est généralement admis que pour les grands navires bicarburants dont les temps de mise à quai sont courts, le STS est la seule option viable.

L'année 2017 a également été marquée par les contrats de construction neuve de quatre caboteurs de GNL de 7.500 m³, dont deux pour Korea Line et deux pour Avenir LNG (tous prévus pour une livraison en 2019-2021). Au cours des cinq premières semaines de 2018, un navire ravitailleur presque trois fois plus grand qu'une unité typique de ce type a été commandé, et la première opération de ravitaillement en GNL a eu lieu à Bilbao (Espagne) à l'aide d'une barge réaménagée.

Le 16 janvier 2019, AIDAnova, le premier navire de croisière au monde alimenté au GNL de la compagnie allemande AIDA Cruises (Carnival Corporation), a effectué avec succès sa première opération de soutage en mode Ship-to-ship à Santa Cruz de Tenerife, aux îles Canaries (Espagne).



Figure 51 - Opérations de soutage STS du navire AIDA Nova par Coral Methane dans le port de Santa Cruz de Tenerife (Source: LNG Conference)

Il faut noter que, contrairement aux unités AIDAPerla et AIDAPrima, qui appartiennent à la classe Hyperion (sans système de confinement pour le GNL qui est utilisé uniquement pour la production d'électricité pendant l'escale, donc disponible en mode camion-navire), les volumes de la nouvelle classe Helios à laquelle appartient AIDAnova, imposent le choix du mode de soutage STS. L'opération a été réalisée par le Coral Methane, un navire de 7.500 m³ construit en 2009 pour le groupe maritime Anthony Veder, qui a été modifié en 2018 pour passer de transporteur de GPL à navire de soutage de GNL.

En février 2019, le Kairos de 7.500 m³ que le chantier coréen Hyundai Mipo a construit pour Babcock Schulte Energy, une coentreprise Bernhard Schulte Shipmanagement/Babcock International, a été baptisé au Cruise Center de Hambourg, ce qui en fait, pour l'instant, la plus grande unité opérationnelle de services de soutage de GNL aux grands navires océaniques dans la région de la Baltique et en Europe du Nord-Ouest.



Figure 52 - Le LBV Kairos lors de la première opération d'approvisionnement STS du porte-conteneurs Wes Amelie au large du port de Hambourg (Source: Wordmaritimenews)

Preuve de la polyvalence des soutes et de leur capacité à servir différents utilisateurs dans des zones géographiques relativement étendues, Kairos, un mois après le soutage du porte-conteneurs Wes Amelie au large de Hambourg, a effectué la première opération de soutage de GNL pour le nouveau ferry MS "Visborg" au quai des ferries du port de Visby (Suède orientale). Cette opération a ensuite été suivie par le soutage en avril 2019 du "Fure Valö", un pétrolier exploité par Gothia Tanker Alliance, qui a reçu du GNL dans la zone d'ancrage de Sandhamn, près de la capitale suédoise de Stockholm.



Figure 53 - LBV Kairos lors de la première opération de ravitaillement en STS du ferry Visborg dans le port de Visby (Suède) (Source: WordmaritimeneWS)

L'infrastructure de soutage du GNL se développe, ce qui encourage les opérateurs à adopter le GNL comme carburant marin alternatif. Alors que la disponibilité des infrastructures était limitée à quelques ports sélectionnés, la couverture des installations de service à petite échelle s'est étendue au niveau mondial pour inclure 24 des 25 premiers ports du monde.

La tendance est la même pour les infrastructures mobiles, en particulier les navires dits de soutage (LBV), dont la portée et la flexibilité opérationnelle ont été progressivement étendues et sur lesquels les constructeurs navals investissent dans de nouveaux concepts et dans la recherche de technologies cryogéniques innovantes pour soutenir la croissance continue des commandes.

Début 2017, le seul navire de soutage en service (le SeaGas dans le port de Stockholm) a été rejoint par sept autres d'ici la fin 2018. Ce phénomène est appelé à se poursuivre, puisque SEA/LNG prévoit l'arrivée d'une trentaine de navires supplémentaires au cours des cinq prochaines années.

Selon la plateforme Alternative Fuel Insight de DNV GL, 8 navires de soutage sont aujourd'hui en service, 14 autres ont été décidés (y compris ceux déjà commandés par les chantiers navals ou affrétés) et six autres sont actuellement en discussion.

En définitive, le marché des navires de soutage au GNL ne montre que de timides signes de ralentissement et la concurrence pour les commandes devrait rester féroce, les chantiers navals continuant à consolider leur expertise.

Si la mise en service de nouveaux navires de soutage dans la Baltique viendra compléter l'infrastructure d'approvisionnement à terre déjà solide, sur d'autres marchés, les LBV joueront un rôle encore plus central pour assurer la prestation de services à petite échelle.

De ce point de vue, il est plausible de penser que l'entrée en service de l'unité de GNL Avenir en Méditerranée créera un précédent pour d'autres investissements similaires, très probablement aussi en Italie et dans le bassin de la mer Tyrrhénienne, pour compléter à la fois les nouvelles installations de stockage modulaire actuellement en phase d'autorisation et les usines de regazéification existantes qui pourraient être adaptées pour offrir des services de soutage à petite échelle (par exemple OLT offshore et Panigaglia).

Année de livraison	Propriétaire	Opérateur/ affréteur	port de référence opérationnel	Pays/zone d'opération	Capacité (m ³)	Statut
2013	AGA Gaz	AGA Gaz	Stockholm	Suède	180	Opérationnel
2017	Marine LNG Zeebrugge	Marine LNG Zeebrugge	Zeebrugge	Belgique	5.000	Opérationnel
2017	Shell	Victrol NV/CFT	Rotterdam	Pays-Bas	6.500	Opérationnel
2017	Gasum	Gasum	Göteborg	Espace baltique	5.800	Opérationnel
2018	Gaz Itsas	Gaz Itsas	Bibao	Espagne	600	Opérationnel
2018	Anthony Veder	Anthony Veder	TBD	Espagne	7.500	Opérationnel
2018	Nauticor (Groupe Linde)	Nauticor (Groupe Linde)	Stockholm	Suède	7.500	Opérationnel
2018	TOTE Maritime	TOTE Maritime	Jacksonville	Floride (USA)	2.200	Opérationnel

Année de livraison	Propriétaire	Opérateur/ affréteur	port de référence opérationnel	Pays/zone d'opération	Capacité (m ³)	Statut
2019	Ligne de la Corée	Kogas	Busan	Corée du Sud	7.500	Ordre décidé
2019	Ligne de la Corée	Kogas	Busan	Corée du Sud	7.500	Ordre décidé
2019	Titan LNG	TBD	Anvers	Belgique	1.500	Ordre décidé
2019	Transport maritime de GNL (Victrol)	Shell	Rotterdam	Pays-Bas	3.000	Ordre décidé
2019	Titan LNG	TBD	Amsterdam	Pays-Bas	1.480	Ordre décidé
2019	Avenir LNG	Avenir LNG	Santa Giusta (Oristano)	Italie	7.500	Ordre décidé
2020	Avenir LNG	Avenir LNG	TBD	TBD	7.500	Ordre décidé
2020	Remorqueurs Panfido	Remorqueurs Panfido	Venise	Italie	4.000	Ordre décidé
2020	ENN Energy	TBD	Zhoushan	Chine	8.500	Ordre décidé
2020	CLS	CLS	Chubu	Japon	3.500	Ordre décidé
2020	Expédition de l'écobunker	Yokohama	TBD	Japon	2.500	Ordre décidé
2020	Q-LNG	Harvey Gulf/Shell	TBD	USA	4.000	Ordre décidé
2020	MOL	Total	Amsterdam/Rotterdam/ Anvers	Pays-Bas, Belgique	18.600	Ordre décidé

Année de livraison	Propriétaire	Opérateur/ affréteur	port de référence opérationnel	Pays/zone d'opération	Capacité (m ³)	Statut
2020	Shturman Koshelev	Gazpromneft	TBD	Espace baltique	5.800	Ordre décidé
2020	Elenger (Eesti Gaas)	Elenger (Eesti Gaas)	TBD	Espace baltique	6.000	Ordre décidé
2020	NYK, Kyushu Electric Power Co, Saibu Gas Co et The Chugoku Electric Power Co.	TBD	Setouchi / Kyushu	Japon	3.500	Ordre en cours de discussion
2020	Naturgy	TBD	Barcelone	Espagne	6.000	Ordre en cours de discussion
2021	MOL	Total	Singapour	Singapour	12.000	Ordre décidé
2021	Woodside	Woodside	Dampier	Australie	12.000	Ordre en cours de discussion
2021	Avenir LNG	Avenir LNG	TBD	TBD	7.500	Ordre décidé
2021	Avenir LNG	Avenir LNG	TBD	TBD	7.500	Ordre décidé

Tableau 30 - Liste des navires de soute en exploitation et en construction

5.5.3.2 Solutions Terminal (Port)-to-Ship et exemples d'application

Dans le mode de soutage Terminal-Navire, le GNL est transféré d'un réservoir de stockage fixe à terre (généralement dans ou près d'un port) à travers une ligne cryogénique avec des bras de chargement (dans le cas d'un réservoir de stockage de terminal de regazéification), avec une extrémité ou un tuyau flexible d'un navire amarré à un quai ou une jetée à proximité. La proximité est conseillée par les coûts d'installation et d'exploitation d'un pipeline cryogénique. Le réservoir terrestre peut être un stockage intermédiaire, dans un

terminal GNL ou un dépôt côtier. Il peut s'agir d'un petit réservoir pressurisé, qui peut à son tour être approvisionné par camion-citerne, train, navire-navette ou mini-usine de liquéfaction. On peut également utiliser un grand réservoir à pression ambiante (en particulier s'il y a une usine de regazéification à proximité). La solution PTS fournit des débits plus élevés, suffisants pour alimenter de grands navires, que la solution TTS.

5.5.3.2.1 Solutions pour le transfert du GNL à quai

5.5.3.2.1.1 Pipelines cryogéniques

Les gazoducs cryogéniques pour le soutage du GNL permettent de transférer le combustible du site de stockage au quai de soutage du navire.

Du point de vue des matériaux utilisés, il s'agit généralement de tuyaux cryogéniques en acier à double couche de type VIP, avec une couche supplémentaire d'isolation interposée entre les deux tuyaux métalliques. Le tuyau intérieur contient le liquide, le tuyau extérieur maintient l'isolation grâce au vide créé entre les deux tuyaux et supporte également les charges externes. La cavité entre les tubes est pourvue d'une isolation sous vide, et la contraction thermique du tube intérieur est compensée par des soufflets ou des "boucles" le long de la ligne.

Les diamètres vont de 12" pour le GNL principal (du navire aux réservoirs), à 3", c'est-à-dire les tuyaux d'entrée du GNL dans les vaporisateurs (ceux pour le soutage du GNL seront de l'ordre de 8"). La canalisation totale est limitée à l'efficacité de l'isolation et, en principe, ne devrait pas dépasser 250m. L'utilisation de conduites flexibles doit également être limitée, car elles entraînent des pertes de chaleur et de pression plus importantes que les sections de tuyaux rigides.

En général, les canalisations sont logées dans un tunnel souterrain construit en béton armé avec une couverture d'entrée. Le tunnel, qui sera entrecoupé de boucles d'expansion pour les canalisations cryogéniques, doit être entièrement inspectable et ventilé, permettant l'installation des canalisations de GNL pour le chargement des réservoirs, celles pour le BOG et celles pour le soutage. En outre, la tuyauterie de la ligne de purge directement connectée à la torche doit également être présente. Des conduits ondulés pour le passage des lignes électriques et des câbles de signaux pour la transmission des données de processus seront également installés.

La conception de l'implantation des canalisations cryogéniques peut toutefois prendre en considération différentes solutions pour leur placement dans l'usine, y compris, par exemple, un placement aérien destiné à réduire l'impact sur les canalisations de GNL des risques liés à la circulation des véhicules.

Quels que soient la manière et l'endroit où ils sont placés, une attention particulière doit être accordée à la sécurité, avec des mesures et des barrières spéciales pour atténuer le risque d'événements dangereux affectant ces composants.

Enfin, des systèmes d'inertage des pipelines devront être prévus pour assurer la sécurité des pipelines lorsqu'aucune procédure d'avitaillement n'est en cours.

5.5.3.2.1.2 Bras de charge

Le mode d'avitaillement du terminal implique l'installation de bras de chargement et de déchargement pour le flux de GNL et le flux de BOG respectivement.

Dans les barrages cryogéniques pour GNL, la structure tubulaire est en acier inoxydable austénitique et est soutenue par une structure en treillis en acier au carbone fixée au quai.

Les canalisations sont reliées entre elles par 6 *joints pivotants*, qui permettent à la flèche de suivre les mouvements du navire pendant le raccordement. Le bras de chargement est conçu pour être équilibré, à vide, dans toutes les positions grâce à un système de contrepoids.



Figure 54 - Bras typiques de chargement/déchargement de GNL au quai (Source: Kanon technologies)

Le bras de chargement est conçu pour être manipulé uniquement à vide. Le seul moment où le bras doit être déplacé à fond est après une déconnexion d'urgence.

La structure porteuse du bras cryogénique du GNL est constituée des éléments suivants:

- Colonne: tube en acier au carbone basse température fixé à la pile au moyen de tirants en acier haute résistance;
- Carré de tête de colonne: placé au sommet de la colonne, il contient les deux rondelles qui permettent la rotation du bras intérieur dans les plans vertical et horizontal;
- Bras intérieur: structure en treillis reliée à la colonne par l'intermédiaire du carré de tête de colonne. La partie arrière supporte le système de contrepoids tandis que la partie avant supporte la ligne de produits. A l'extrémité de la partie avant est positionnée la rondelle d'apex qui permet la connexion avec le bras extérieur et sa rotation dans le plan vertical. Dans la partie arrière du bras intérieur sont également positionnés les raccords pour les cylindres hydrauliques de déplacement;

- Bras extérieur: structure en treillis reliée au bras intérieur par la sellette d'apex. La partie arrière est reliée au système de pantographe tandis que la partie avant supporte la ligne de produits.

5.5.3.2.2 Exemples récents d'application du soutage TPS

Le soutage direct d'un terminal GNL à un navire destiné à être l'utilisateur final (par exemple, un ferry ou un bateau de croisière), et l'utilisation connexe de pipelines cryogéniques de longueur variable, n'est pas une pratique courante, principalement en raison de la flexibilité opérationnelle limitée. Les opérations de soutage de terminaux les plus courantes à ce jour sont en fait principalement liées au rechargement de méthaniers, c'est-à-dire l'opération par laquelle le GNL, préalablement importé et stocké dans les réservoirs d'un terminal, est rechargé sur des méthaniers (d'une capacité comprise entre 30 000 et 270 000 mètres cubes) pour la réexportation du produit, afin de saisir d'éventuelles opportunités commerciales. Les questions techniques à prendre en compte sont identiques au cas précédent (service de rechargement de GNL sur des navires de soude), à l'exception de l'adaptation de la jetée et des autres structures d'amarrage, qui ne doivent pas être modifiées. Les méthaniers utilisés pour le rechargement, bien que souvent de plus petite taille, sont en fait les mêmes navires qui effectuent les opérations d'importation de GNL, pour lesquelles le terminal est déjà préparé.

En Europe du Nord, Skangas, filiale de Gasum, a effectué pour la première fois en 2016 une opération de soutage d'un navire (Ternsund) directement depuis le premier terminal GNL de Finlande à Pori, sur la côte ouest, en coopération avec le personnel de Mann Tech (fournisseur de systèmes de transfert de GNL).



Figure 55 - Opérations de ravitaillement en STP du navire Ternsund dans le port de Pori (Finlande) (Source: Mann Tek)

En avril 2017, Repsol et Enagás ont réalisé la première opération de soutage de GNL en Europe directement d'une usine de regazéification à un navire.

L'opération, qui fait partie du projet CORE LNGas HIVE, cofinancé par la Commission européenne pour accroître l'utilisation du GNL comme carburant dans les transports, est le fruit d'une collaboration entre Repsol, Enagás et l'autorité portuaire de Carthagène. L'opération de soutage a duré 5 heures et a été réalisée au moyen de tuyaux cryogéniques reliant directement le navire au terminal. Le navire Damia Desgagnés a reçu 370 m³ de GNL, le plus grand volume jamais fourni à un navire à ce jour en Espagne et pour Repsol, qui, lors d'opérations précédentes, avait fourni jusqu'à 320 m³ au même navire avec des méthaniers.



Figure 56 - Ravitaillement pilote en mode PTS (gauche) et TTS (droite) du navire Damia Desgagnés dans le port de Carthagène au terminal d'Enagas (Source: CORE LNGas Hive)

Skangas a annoncé que la première station de ravitaillement en gaz naturel liquéfié (GNL) dans les pays nordiques est ouverte et fonctionne avec succès. La nouvelle station de soutage alimente les ferries de croisière de Fjord Line, qui sont les premiers et les plus grands au monde à utiliser des moteurs alimentés exclusivement au GNL, Risavika (Stavanger, Norvège).



Figure 57 - Bras de chargement fixe à quai pour les opérations de soutage de PTS dans le port de Risavika (Source: Cryonorm BV)

La station, qui est située à côté de l'usine de liquéfaction de Skangas qui traite 300.000 tonnes par an, est directement reliée au réservoir de stockage de GNL de 30.000 mètres cubes. Il permet des transferts terre-navire à des débits supérieurs à 300 m³/heure, grâce au premier "bras de chargement développé exclusivement pour le soutage", selon Skangas.

La station de soutage est située dans un endroit privilégié, très proche de la principale route commerciale qui longe la côte ouest de la Norvège. Avec l'ajout de la nouvelle station de ravitaillement en GNL, le port de Risavika est désormais considéré comme le port de ravitaillement en GNL le mieux équipé d'Europe. À l'avenir, Risavika Havn et Skangas vont aménager un autre quai à Risavika pour l'avitaillement en GNL.

Quatre opérations de soutage en mode PTS sont prévues chaque semaine à Risavika pour les deux navires GNL de Fjord Line. Tandis que par l'intermédiaire de TTS, Skangas continuera à fournir du GNL par camion à d'autres utilisateurs, également dans le secteur maritime mais moins exigeants en termes de volumes. Pour l'avenir, les opérateurs envisagent également l'utilisation d'une unité de transfert de GNL de navire à navire.

Tout aussi récent est le démarrage des opérations de soutage TPS dans l'installation de Swedegas dans le port de Göteborg, qui est conçu pour traiter à la fois le GNL et le BGL (Gio-GNL) et est la première installation en Suède qui permet aux pétroliers (en particulier le pétrolier "Tern Sea") de se ravitailler en carburant à partir du quai fixe pendant les opérations de chargement et de déchargement, réduisant ainsi considérablement les temps d'accostage.

L'usine reçoit actuellement du GNL provenant de navires-citernes et de conteneurs ISO, puis le transfère aux navires par des pipelines cryogéniques et des tuyaux au quai.

Il est envisagé que la structure, qui est conceptuellement évolutive, soit ensuite étendue en fournissant des unités de stockage modulaires dans le port, de manière à recevoir de plus grandes quantités de GNL également par le biais de grands méthaniers.



Figure 58 - Avitaillement en STP dans le port de Göteborg (Source: Swedegas)

5.5.3.3 Solutions Truck-to-Ship et exemples d'application

Le transport régional, la distribution locale et le ravitaillement naval de GNL peuvent également être effectués par des camions-citernes/conteneurs ISO dans le mode dit "truck-to-ship", à condition que la distance entre les points de chargement et de déchargement ne soit pas trop importante (500 km maximum) et que la consommation prévue soit faible.

Parmi les différentes méthodes de soutage du GNL, le "Truck-to-ship" (TTS) est le plus utilisé, en raison de sa flexibilité opérationnelle et des exigences limitées en matière d'infrastructure, mais aussi du faible coût de l'investissement initial nécessaire à son fonctionnement.

5.5.3.3.1 Solutions pour le transport routier de GNL

Le GNL peut être transporté dans des semi-remorques cryogéniques spécialisées ou dans des conteneurs ISO, ce qui permet de maintenir de basses températures pendant le transport.

5.5.3.3.1.1 Citerne avec remorque

Un semi-remorque typique a une capacité d'environ 18 tonnes, ce qui permet, après regazéification, de produire 25 600 Nm³ de gaz naturel sous forme gazeuse.

Ce type d'unité consiste en une cuve horizontale isolée sous vide, composée d'un récipient sous pression "intérieur" en acier inoxydable et d'un revêtement "extérieur" en acier inoxydable et en carbone.

La tuyauterie, les raccords, les vannes et les instruments de contrôle sont situés à l'arrière du véhicule, ce qui permet un accès facile pour le ravitaillement et l'entretien.

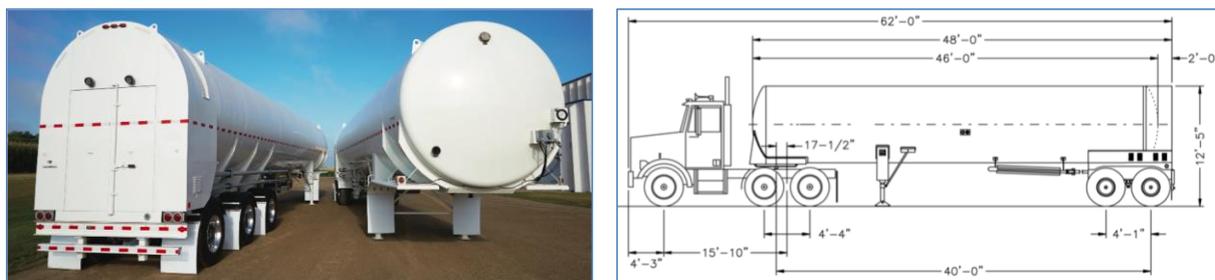


Figure 59 - Exemples et disposition d'une semi-remorque typique pour le transport routier de GNL (Source: Chart industries)

En ce qui concerne les caractéristiques de la citerne de chargement, on peut distinguer deux types de camions-citernes:

- camions-citernes avec une citerne à cargaison en acier inoxydable à simple paroi, isolée par des panneaux isolants rigides en polyuréthane et équipée d'un mince couvercle de protection en aluminium ou en acier inoxydable;
- camions-citernes avec une citerne de chargement isolée à double paroi, composée d'une citerne intérieure en aluminium ou en acier inoxydable et d'une citerne extérieure en acier au carbone.

La citerne à cargaison d'un méthanier a généralement une pression nominale de 5-6 bar g et est équipée d'un système de protection contre la surpression avec deux soupapes de sécurité.

Les principales spécifications des méthaniers sont indiquées ci-dessous. La pression et la température du GNL dans le navire-citerne pendant le transport sont généralement comprises entre 0 et 3 bar g (-160 °C et -142 °C).

Les méthaniers peuvent être chargés dans de grands terminaux d'importation de GNL ou dans des dépôts de stockage de taille moyenne avec un débit de 50-100 m³/h. Le GNL est pompé des réservoirs de stockage au camion-citerne par une pompe submersible à travers un pipeline cryogénique fixe et un tuyau flexible de chargement/déchargement. Les vapeurs de GNL produites dans le réservoir sont renvoyées au terminal par un pipeline de retour.

Le déchargement des méthaniers au terminal de stockage ou à une station de remplissage locale s'effectue également au moyen d'une conduite flexible (2-3") et d'un pipeline cryogénique fixe dont le débit typique est compris entre 40 et 60 m³/h. Le GNL peut être transféré par une pompe montée sur le camion-citerne ou en augmentant la pression dans le camion.

5.5.3.3.1.2 Conteneur Iso

D'autre part, les conteneurs ISO typiques disponibles sur le marché qui pourraient être utilisés dans la chaîne d'approvisionnement intermodale peuvent être des unités de 20 ou 40 pieds, avoir des caractéristiques d'isolation similaires et envisager différentes pressions de fonctionnement en fonction de l'utilisation prévue.

Les produits de *Chart Industries*, leaders dans leur domaine en Europe, sont pris ici comme référence en raison de leur large utilisation.



Figure 60 - Exemples de conteneurs ISO intermodaux de 20 pieds (à gauche) et de 40 pieds (à droite)
(Source: Chart industries)

Une unité déchargée de 20 pieds pèse 7.600 kg et a une capacité de 8,6 tonnes de GNL à une pression maximale de 10 bars. Elle est capable de conserver le GNL à l'état liquide pendant 80 jours.

La version de 40 pieds aura en revanche un poids à vide plus élevé (11 500 kg), mais une capacité d'environ 18,5 tonnes de GNL à une pression maximale de 10 bars, garantissant de conserver le GNL à l'état liquide jusqu'à 70 jours en fonction de la température de l'air ambiant.

Les raccordements requis et les taux de transfert sont essentiellement les mêmes que pour les camions-citernes.

5.5.3.3.1.3 Les avantages intermodaux du conteneur Iso

Contrairement aux camions-citernes avec remorque, les conteneurs ISO ont la particularité de pouvoir exploiter les avantages du transport intermodal.

Les conteneurs ISO sont déjà utilisés actuellement pour transporter le GNL dans le monde entier par bateau, par rail ou par route.

Leur utilisation pour le transport de grandes quantités dans des régions éloignées peut également être envisagée dans le cas des porte-conteneurs, qui, dans ce cas, assument également le rôle de *navire collecteur* pour le GNL, qui est facilement transporté avec les cargaisons conventionnelles, sans compromettre l'optimisation de l'espace.

Des applications pilotes, réalisées pour la plupart dans le cadre de projets cofinancés par l'UE, ont également été menées en Méditerranée.

Comme les semi-remorques, ils peuvent être transportés par la route, puis chargés sur des navires rouliers utilisés pour le transport de marchandises dangereuses.

Dans le cadre du projet européen GAINN4MED, une expérience pionnière de transport multimodal de conteneurs ISO pour le GNL utilisant les autoroutes de la mer a été réalisée. L'essai de navigation a eu lieu sur la route Barcelone - Livourne. Dans le port toscan, la citerne ISO a été chargée vide et sans remorque sur un navire Ro-Ro de la compagnie

Grimaldi Lines. Débarqué à Barcelone, il a été pris en charge par un transporteur routier espagnol pour être rempli au terminal GNL d'Enagas, puis ramené à la zone d'embarquement. Chargé à nouveau sur le navire, il est retourné au port de Livourne d'où il a été remorqué par un transporteur routier italien pour décharger sa cargaison cryogénique à la station de ravitaillement en GNC d'Ancône.

Le test a permis de toucher du doigt les obstacles et les opportunités de ce type de solutions logistiques. Il y a en effet de nombreuses questions à considérer: de l'application correcte de la réglementation sur le transport intermodal (au niveau de l'UE réglementée par la directive 2015/719 et régie en Italie par la circulaire 300/A/2536/18/108/5/1 du ministère de l'Intérieur) à l'arrêt temporaire au port des unités cryogéniques dans les zones ADR, en passant par la systématisation d'un transport combiné qui jusqu'à présent n'a pas de précédent.

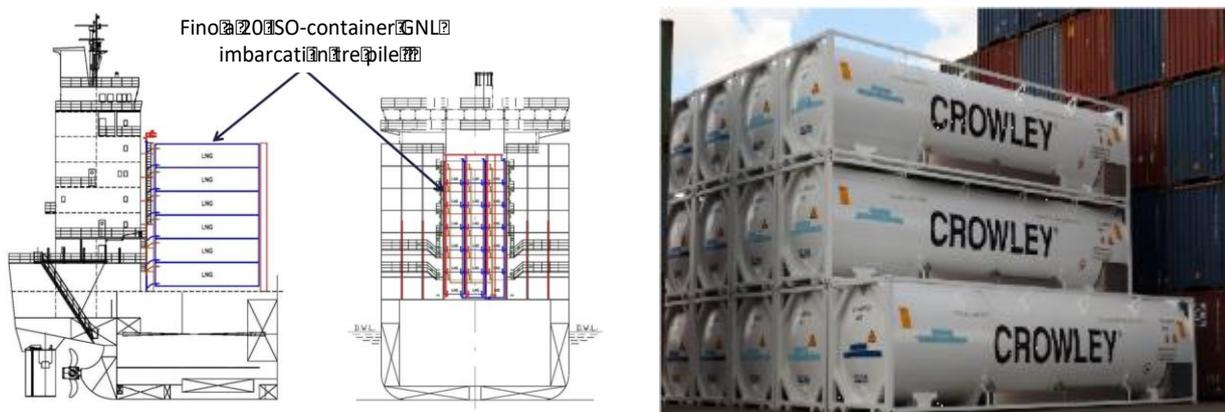


Figure 61 - Option de transport conteneurisé par navire d'unités ISO



Figure 62 - Conteneur ISO avec remorque sur le quai attendant d'être chargé (à gauche) et déchargé (à droite) par un navire Ro-Ro lors d'une application pilote sur la route Barcelone-Livourne (Projet GAINN4MED)

Enfin, l'expérience récente a montré que ce type d'unité peut également être transporté par voie ferroviaire, de manière à permettre l'envoi de la cargaison directement vers les terminaux logistiques et portuaires qui disposent d'une connexion ferroviaire adéquate.

Un exemple en est l'expérience acquise dans le cadre du projet CORE LNGas Hive, qui a mené à bien un essai pilote de transport multimodal de GNL, consistant à transporter du GNL dans un conteneur ISO de Huelva à Melilla, par route, rail et mer.

Le GNL a été chargé dans l'usine de regazéification d'Enagás située dans le port de Huelva. De là, il a été transporté par camion jusqu'au terminal ferroviaire du port de Huelva, où il a été transféré dans un train. Le train a voyagé jusqu'à la gare de Majarabique (Séville), et de là, il a été transporté par camion jusqu'au port d'Algeciras (Cadix). Là, il a été transféré sur un bateau qui a fait le voyage d'Algeciras à Melilla.

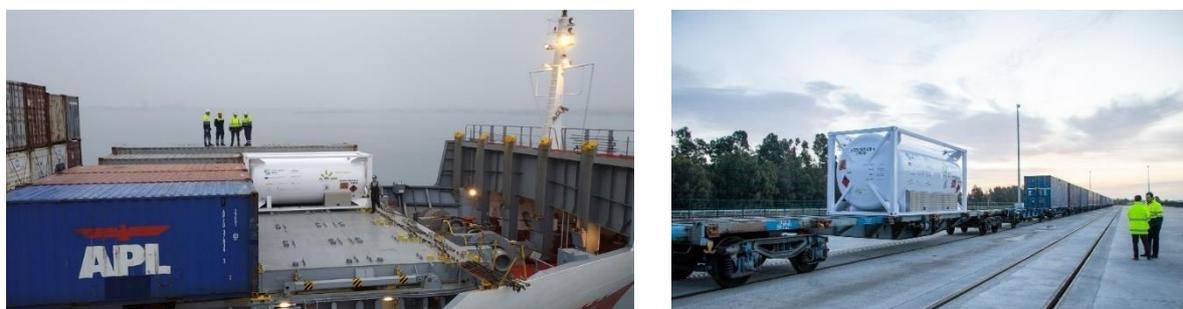


Figure 63 - Transport multimodal par bateau (à gauche) et par rail (à droite) de conteneurs ISO de GNL, réalisé dans le cadre du projet de ruche CORE LNGas (Source: ruche CORE LNGas)

5.5.3.3.2 Connexions multiples-simultanées pour le soutage TTS

Les besoins en GNL étant de plus en plus importants, notamment pour les navires ayant une capacité de transport de carburant plus élevée, il peut être nécessaire d'utiliser plus d'un camion pour ravitailler une seule unité. Cela peut se faire de manière séquentielle ou, au contraire, par le biais de diverses solutions de soutage simultanées.

Dans le sillage des expériences menées outre-mer, des solutions pour le transfert simultané de GNL à partir de plusieurs pétroliers/conteneurs ISO ont également été développées en Europe.

Dès 2015 à Jacksonville, en Floride, TOTE avait en effet développé des solutions de soutage efficaces pour ses navires. Actuellement, 25 conteneurs ISO par semaine sont déployés dans le port de Jacksonville. Le soutage dure en moyenne 5 heures, grâce à un skid de transfert spécialement conçu à cet effet, qui a réduit le temps de soutage car il permet de connecter quatre pétroliers en même temps.

D'autres solutions similaires ont récemment été développées et commercialisées en Europe. Voici quelques exemples représentatifs et éprouvés.

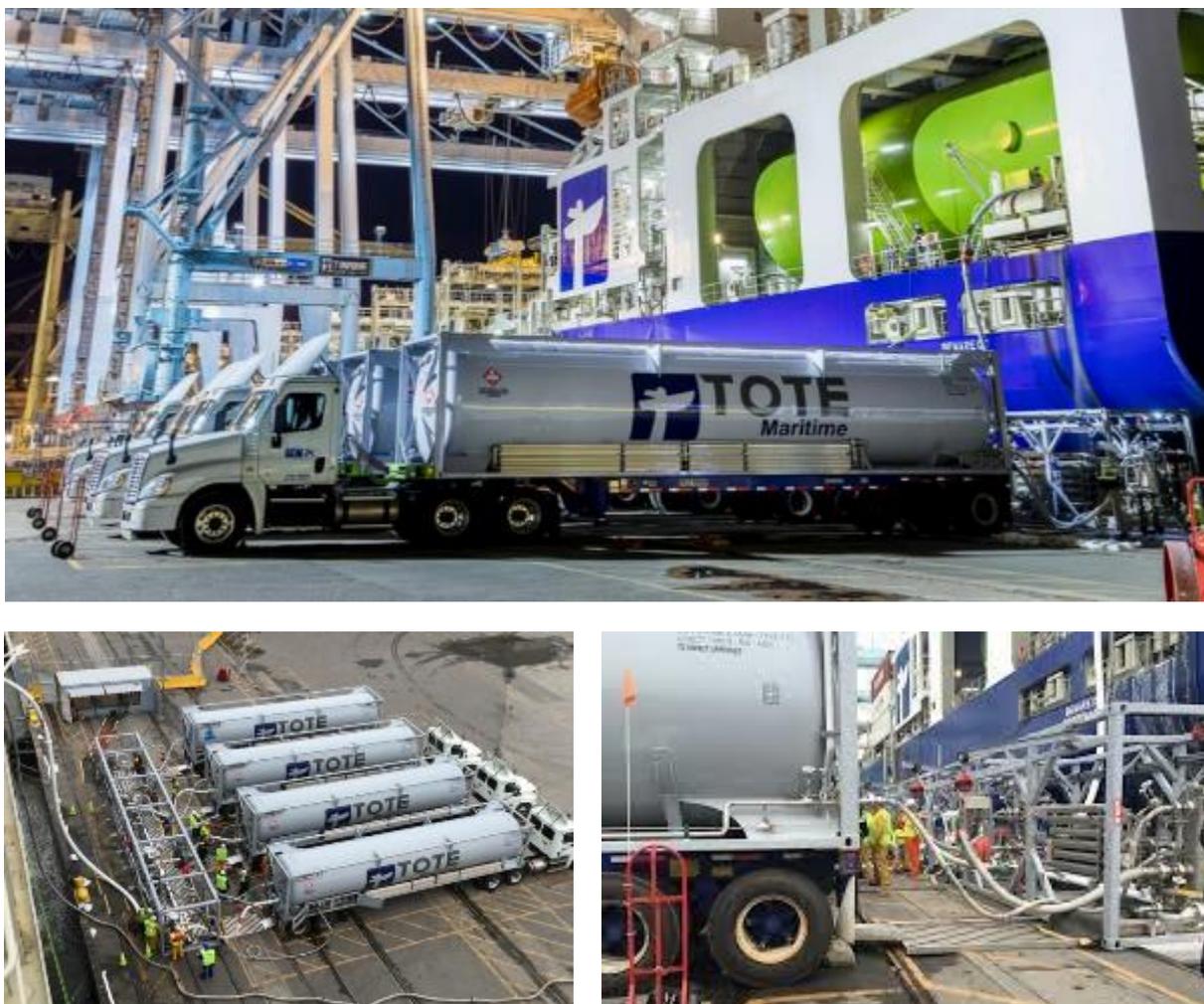


Figure 64 - Opérations de soutage TTS simultanées à Jacksonville, en Floride, utilisant des patins pour des connexions multiples (Source: TOTE Maritime)

5.5.3.3.2.1 Gaz & Chaleur "GNL 4Speed" (LNG 4Speed)

Gas and Heat a achevé la conception, la fabrication et l'assemblage d'une solution de soutage multiple appelée *LNG 4 Speed* (brevet en cours d'homologation), conçue spécifiquement pour connecter simultanément quatre camions-citernes de GNL lors d'opérations de soutage de *camion à navire*, ce qui permet de soutager le navire en un sixième du temps par rapport au soutage traditionnel avec un seul camion-citerne à la fois.

Dans les deux versions disponibles, la solution conçue par la société toscane permet à la fois de gérer les flux dans le mode classique camion-navire pour l'approvisionnement des navires avec système de propulsion au GNL, et ceux du navire au camion-citerne, pour répondre aux besoins des opérateurs qui doivent transférer le GNL d'un allège vers des camions-citernes/isoconteneurs pour approvisionner des dépôts satellites, des distributeurs

C-GNL ou des installations industrielles situées hors du voisinage immédiat du port et à l'intérieur des terres.



Figure 65 - Rendu (à gauche) et prototype réalisé (à droite) de la solution de ravitaillement multiple "4SPEED" de la société Gas & Heat (Source: Gas & Heat)

Un skid du premier type (truck-to-ship) est actuellement déployé par une compagnie maritime canadienne qui est désormais en mesure de gérer correctement la pénurie d'infrastructures GNL dans le cadre du régime d'exploitation de ses navires.

Chaque navire a à son bord un patin qui peut être déchargé au quai et actionné par la grue du navire. Le skid est relié par des tuyaux au navire et aux quatre camions au moment de l'opération de soutage. Une fois l'opération terminée (après purge et vidange), le skid peut être soit laissé sur le quai, soit chargé et fixé à bord du navire, pour être utilisé dans le port d'escale suivant.

Conçue précisément pour cette dernière utilisation, la conception axée sur la réduction du poids et du volume a permis d'obtenir une unité dont les dimensions finales sont égales à celles d'un conteneur de 20 pieds.



Figure 66 - Opérations d'avitaillement pendant l'essai des patins (à gauche) et unité réassemblée prête à être transportée sous forme de conteneur de 20 pieds (à droite) par Gas&Heat (Source: Gas & Heat)

Les performances et les particularités de cette solution peuvent être résumées comme suit:

- débits de 400 à 620 m³/h pour les flux navire-citerne, en fonction du diamètre du tuyau (2 ½ à 3");
- débit minimum de 220 m³/h pour les flux de camion à bateau;
- pas besoin de vaporisateurs ou de pompes accessoires pour les camions-citernes ou les conteneurs ISO;
- pas besoin de réglage manuel des flux de chargement/déchargement par l'opérateur;
- poids total de 6-7 tonnes selon la version ayant les mêmes dimensions.

5.5.3.3.2.2 Kosan Crisplant "pièce en Y"

Parmi les multiples connecteurs pour le soutage du GNL en mode camion-navire, on trouve actuellement sur le marché la solution de la société danoise Kosan Crisplant (MAKEEN Energy), qui a déjà commercialisé le produit auprès du groupe logistique international NIJMAN/ZEETANK opérant aux Pays-Bas.

La pièce en Y est conçue pour fonctionner comme un adaptateur qui coupe en deux la ligne de *soutage*, ce qui permet de transférer simultanément du GNL de deux pétroliers vers le navire.

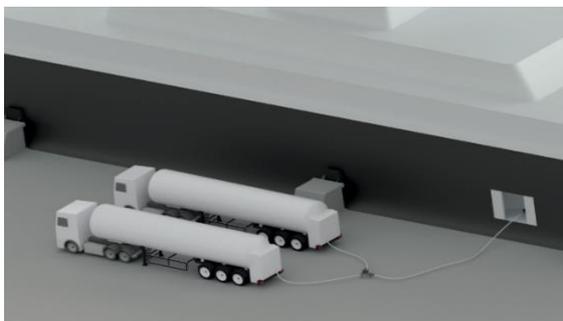


Figure 67 - Rendu (à gauche) et opération réelle (à droite) du ravitaillement simultané de deux pétroliers utilisant le composant "Y PIECE" de Kosan Crisplant (Source: Kosan Crisplant)

En outre, en ajoutant un deuxième élément à la ligne, le nombre potentiel de navires-citernes pouvant décharger du GNL simultanément passe à quatre, ce qui permet de réduire le temps de soutage de 75% et de garantir des débits allant jusqu'à 120 m³/h²⁹.

Grâce à une conception visant à atteindre le plus haut degré de flexibilité et de légèreté, ce type de composant de soutage est une solution hautement mobile: son poids est si faible qu'il peut être soulevé à la main par deux membres de l'équipage ou le personnel du quai, puis transporté sur n'importe quelle remorque standard sans nécessiter de machines spéciales ou de grues.

Le composant s'adapte facilement à tout type de remorque, mais surtout, des clapets anti-retour et un système de purge innovant permettent de déconnecter et de changer de remorque pendant l'opération de remplissage.



Figure 68 - Rendu du composant "Y PIECE" et de l'option de chargement sur une remorque standard au quai (Source: Kosan Crisplant)

5.5.3.3.3 Exemples récents d'application du soutage de camion à bateau

5.5.3.3.3.1 Découvrez les Pays-Bas

En 2015, le chimiquier Sefarina, propriété de Chemgas Shipping, a été ravitaillé en GNL par une opération de soutage TTS, dans ce que le port d'Anvers considérait comme un banc d'essai pour le soutage des navires.

La percée a eu lieu en 2017 avec les premières opérations TTS à connexions multiples, employant des solutions technologiques similaires à celles décrites précédemment.

Dans le port d'Amsterdam, au cours du premier semestre 2017, Titan LNG, l'un des principaux fournisseurs de GNL pour les marchés maritimes et industriels du nord-ouest de l'Europe, a procédé à l'avitaillement du M/T Fure West suédois, à l'aide d'un équipement appelé "T-piece", similaire à la solution décrite dans cet article, qui, en permettant la connexion simultanée de deux unités, rend le processus d'avitaillement du pétrolier au

²⁹ Conformément à la norme ISO20519, le débit total de ce type de solution ne doit pas dépasser 150 m³/h, au-delà duquel il est nécessaire de prévoir un ERS (*Emergency Release System*).

navire beaucoup plus efficace, car il réduit le temps nécessaire par rapport à l'avitaillement séquentiel classique. Le taux d'avitaillement combiné de l'opération, qui a impliqué 6 pétroliers au total, a atteint 28 tonnes par heure.



Figure 69 - Avitaillement TTS avec connexion multiple du Fure West dans le port d'Anvers (Source: Titan LNG)

Le même chimiquier a ensuite été ravitaillé dans le port de Moerdijk, où il a reçu 140 tonnes de GNL provenant de 7 navires-citernes en 9 heures d'opération environ.





Figure 70 - Avitaillement TTS avec connexion multiple du Fure West dans le port de Moerdijk (Source: Nauticor)

En revanche, la première opération TTS simultanée au port de Rotterdam a eu lieu en octobre 2017, lorsque Titan LNG a effectué sa première procédure de "soutage rapide" à Rotterdam en déchargeant du GNL simultanément via deux camions sur le Wes Amelie de Wessels Reederei avec six chargements de GNL au total, l'opération simultanée réduisant le temps de livraison global et le temps d'immobilisation du navire.

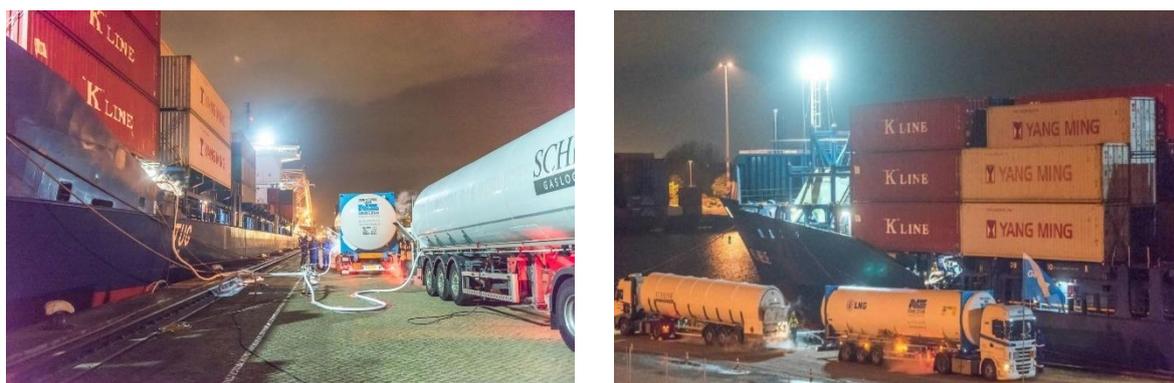


Figure 71 - Avitaillement TTS avec connexion multiple dans le port de Rotterdam (Source: Titan LNG)

À cette fin, le port de Rotterdam, en coopération avec Titan LNG, a mis en place un site temporaire pour le soutage de GNL de camion à bateau jusqu'à ce qu'un nombre suffisant de barges soit disponible pour effectuer le soutage maritime de GNL de bateau à bateau.

5.5.3.3.2 Expérience allemande

Déjà depuis le début de l'année 2016, Gazprom Allemagne, le port de Rostock et l'autorité de régulation locale ont élaboré le cadre juridique et opérationnel nécessaire pour mener des opérations de soutage TTS dans le port de Rostock, permettant alors d'approvisionner en GNL la cimenterie M.V. Greenland de 110 m, exploitée par la compagnie maritime norvégienne KGJ Cement AS.



Figure 72 - Avitaillement TTS à la cimenterie M.V. Greenland dans le port de Rostock (Source: Gazprom)

En septembre 2017, le port de Bremerhaven a enregistré le record de l'opération de soutage TTS la plus rapide sur le porte-conteneurs Wes Amelie, transférant 140 tonnes de GNL en environ 5h grâce au raccordement simultané de pétroliers avec un connecteur développé par Nauticor.



Figure 73 - Avitaillement TTS avec connexion multiple du porte-conteneurs Wes Amelie dans le port de Bremerhaven (Source: Nauticor)

Pour témoigner de la flexibilité et de la faisabilité opérationnelle du mode TTS, même dans les régions éloignées, il convient de souligner qu'en novembre 2018, le fournisseur néerlandais de GNL Titan LNG a réalisé sa première opération de soutage de GNL dans le port de Mukran, sur l'île allemande de Rügen, en mer Baltique. L'opération de soutage visait à approvisionner la drague de DEME sur l'Escaut et impliquait sept pétroliers.



Figure 74 - Avitaillement TTS avec connexion multiple dans le port de Mukran (Source: Titan LNG)

5.5.3.3.3 Expérience suédoise

La société estonienne d'énergie Eesti Gaas a réalisé en février 2019 la 1.500e opération de soutage de GNL dans le port de la vieille ville de Tallinn en mode TTS.

L'unité destinataire du carburant cryogénique est le ferry rapide Megastar de Tallink Grupp, qui stocke le GNL à bord dans deux réservoirs cryogéniques (un de chaque côté) de 300 m³ chacun. Au cours des deux dernières années, Megastar a ravitaillé en mode TTS plus de 28.300 tonnes de GNL: plus de 16.000 en 2016 et 12.300 juste un an plus tôt.



Figure 75 - Avitaillement de TTS avec connexion multiple au ferry Megastar dans le port de Tallinn (Source: Eesti Gaas)

Eesti Gaas fournit du GNL et assure l'entretien du navire Megastar à l'aide de huit camions achetés spécialement par la société à cette fin. Jusqu'à présent, 65 opérations de soutage ont été effectuées en moyenne par mois, couvrant plus d'un million de kilomètres pour livrer le GNL à quai depuis les sources d'approvisionnement. En fait, le combustible gazeux destiné à Megastar provient du terminal de Pori, en Finlande, et de Pskov, en Russie. Depuis ces deux sites, le GNL est transporté jusqu'au port d'Helsinki et le soutage est effectué directement depuis les camions stationnés à quai, à l'aide de bras robotisés qui

relient les tuyaux cryogéniques flexibles aux vannes de soutage situées des deux côtés du navire. La vitesse d'avitaillement est de 120 m³/h et l'opération est effectuée à partir de deux camions-citernes simultanément.

Toutefois, l'opérateur de Megastar envisage également l'installation d'une citerne permanente de 500 m³ à quai, ravitaillée de manière appropriée, ce qui contribuerait à rendre l'offre de soutage plus flexible et indépendante de la disponibilité des pétroliers. Cela permettrait de ravitailler le ferry avec des volumes plus importants une fois tous les trois ou quatre jours, alors qu'aujourd'hui, les opérations quotidiennes sont rendues nécessaires par le fait que le navire ne dispose que d'une heure de repos autorisée par le port d'Helsinki.

Une mise à niveau opérationnelle qui sera rendue possible, toutefois, également par la future mise en service du navire souteur de 6.000 m³ pour lequel déjà mars 2019 a été célébré le découpage de la plaque et qui sera opérationnel à partir de l'automne 2020.



Figure 76 - Rendu du bunker d'Elenger prévu pour fonctionner dans le port d'Helsinki afin d'approvisionner le ferry Megastar (Source: Damen)

Construit par le chantier naval Damen Yichang en Chine pour Elenger (anciennement Eesti Gas), le navire mesurera 99,8 mètres de long, sera équipé de moteurs à double carburant et, grâce à la notation ICE CLASS 1°, pourra fonctionner toute l'année, même dans les conditions hivernales difficiles de la région de la Baltique.

Les deux réservoirs de GNL de type C de 3000 m³ chacun qui seront installés à bord du navire seront partiellement exposés pour garantir un accès facile et permettre des adaptations futures pour répondre aux demandes des clients finaux.

Il est également important de souligner qu'en Suède, la société scandinave Skangas a, pour la première fois, ravitaillé en BioGNL un pétrolier à double alimentation diesel/GNL dans le port de Göteborg.

L'opération de ravitaillement en carburant renouvelable et respectueux de l'environnement réalisée par camion-navire a impliqué le chimiquier M/T Fure Vinga de la société Furetank Rederi AB, utilisant du BioGNL provenant de l'usine suédoise de biogaz de Lidköping de Gasum, la société mère de Skangas.



Figure 77 - Avitaillement TTS avec du Bio-LNG à Fure Vinga dans le port de Göteborg (Source: NGV)

5.5.3.3.3.4 Expérience en espagnol

La société énergétique espagnole Repsol a effectué quatre opérations de soutage de GNL dans les ports de Carthagène et de Ferrol au début de 2019, en approvisionnant deux nouveaux ferries de la compagnie maritime norvégienne Torghatten Nord AS, à destination de la Norvège après avoir pris la mer depuis le chantier naval turc Tersan Shipyard Inc.

La société a déclaré avoir fourni 215 mètres cubes dans le port méditerranéen de Carthagène (Murcie) et 180 mètres cubes dans le port septentrional de Ferrol (Galice) aux deux navires hybrides: les ferries de passagers/Ro-Ro Huftarøy et Samnøy (tous DNV Class +1A1, 134 mètres de long et 20 mètres de large), qui fonctionnent au GNL et à la batterie. Le Samnøy a reçu environ 110 mètres cubes de carburant, tandis que le Huftarøy a été ravitaillé avec 68 mètres cubes.

L'opération a été gérée par Repsol et développée en collaboration avec Enagás, Molgas et Reganosa, les autorités portuaires de Cartagena et Ferrol et la société Redwise Maritime Services, qui a géré le voyage des navires depuis le chantier naval turc. Outre les ferries susmentionnés, le chimiquier Fure Vinga a également été approvisionné en GNL en mode TTS dans le port de Carthagène.



Figure 78 - Avitaillement en TTS à Samnøy (à gauche) et à Fure Vinga (à droite) dans les ports de Ferrol et de Carthagène (Source: Repsol, Nauticor)

5.5.3.3.3.5 Expérience portugaise

La classe Hyperion d'AIDA est la nouvelle génération de navires de croisière conçus pour l'efficacité et la performance environnementale, construits par Mitsubishi Heavy Industries pour le groupe Carnival. À ce jour, les navires suivants font partie de la classe:

- AIDAPrima (IMO 9636955) livré en mars 2016;
- AIDAPerla (IMO 9636967) livré en avril 2017.

Avec ses innovations et ses nouvelles technologies intégrées, la classe a établi, suivie ensuite par Helios, de nouvelles normes pour le marché des navires de croisière en termes de sécurité, d'impact environnemental et d'efficacité énergétique.

Il s'agit des premiers navires de croisière au monde équipés d'un moteur principal bicarburant et d'un moteur auxiliaire bicarburant permettant d'utiliser le GNL comme source d'énergie, à quai, pour produire de l'électricité et de la vapeur/eau chaude. En mer, le moteur principal et les auxiliaires à double carburant fonctionnent avec du carburant conventionnel (HFO / MGO).

Il n'y a pas de système de confinement du GNL installé à bord, qui est au contraire fourni par un conteneur ISO de 40 pieds directement au quai pendant les (environ 10) heures d'accostage, à hauteur d'environ 15-17 tonnes correspondant à environ 40 m³ de GNL. La connexion du conteneur ISO avec le système d'adduction de méthane au moteur a été développée conjointement par les spécialistes des systèmes GNL installés à bord (TGE-Marine Gas Engineering), les ingénieurs du groupe Carnival et les autorités portuaires compétentes. Fin 2017 déjà, la société portugaise Galp a réalisé dans le port de Funchal à Madère le premier avitaillement en GNL en mode TTS jamais réalisé auparavant dans un port portugais, qu'il soit continental ou atlantique.

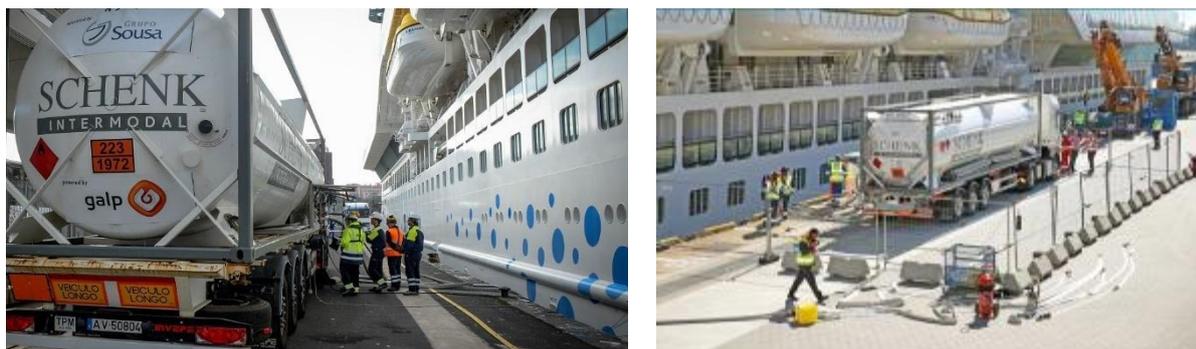


Figure 79 - Avitaillement en TTS de l'AIDA Nova dans le port de Funchal (Madère) (Source: LNG Conference)

L'opération d'approvisionnement a impliqué le navire AIDAPrima, qui a été approvisionné avec une quantité de GNL équivalente à la consommation quotidienne moyenne de 42.000 ménages. Du GNL qui est transporté sur l'île par conteneurs ISO au moyen d'une logistique qui, dans la pratique, reproduit un pipeline virtuel qui permet, entre autres, d'alimenter la centrale thermoélectrique de Vitória, dans la municipalité de Funchal. Pour cette opération, Galp collabore avec Gaslink, une unité du Grupo Sousa qui gère la logistique d'approvisionnement et de transport du GNL entre le Portugal et la région autonome portugaise de Madère.

5.5.3.3.3.6 Expérience italienne

5.5.3.3.3.6.1 Première procédure de soutage TTS pour un navire de croisière de nouvelle génération.

Pour AIDA Perla, le "jumeau" d'AIDA Prima, qui opère depuis un an en mer du Nord et en mer Baltique, avec des procédures déjà testées dans les ports de Hambourg, du Havre et de Rotterdam, la procédure autorisée de soutage en mode camion-navire s'est tenue pour la première fois en Italie au port de Civitavecchia en juillet 2017.

L'instrument juridique d'autorisation de l'opération a été la Conférence des services à laquelle ont participé, sans préjudice de la participation parallèle du MIT, la municipalité, mais aussi les différents opérateurs appelés à participer:

- Autorité portuaire de Civitavecchia;
- Autorité portuaire de Civitavecchia;
- Les pompiers de Rome.

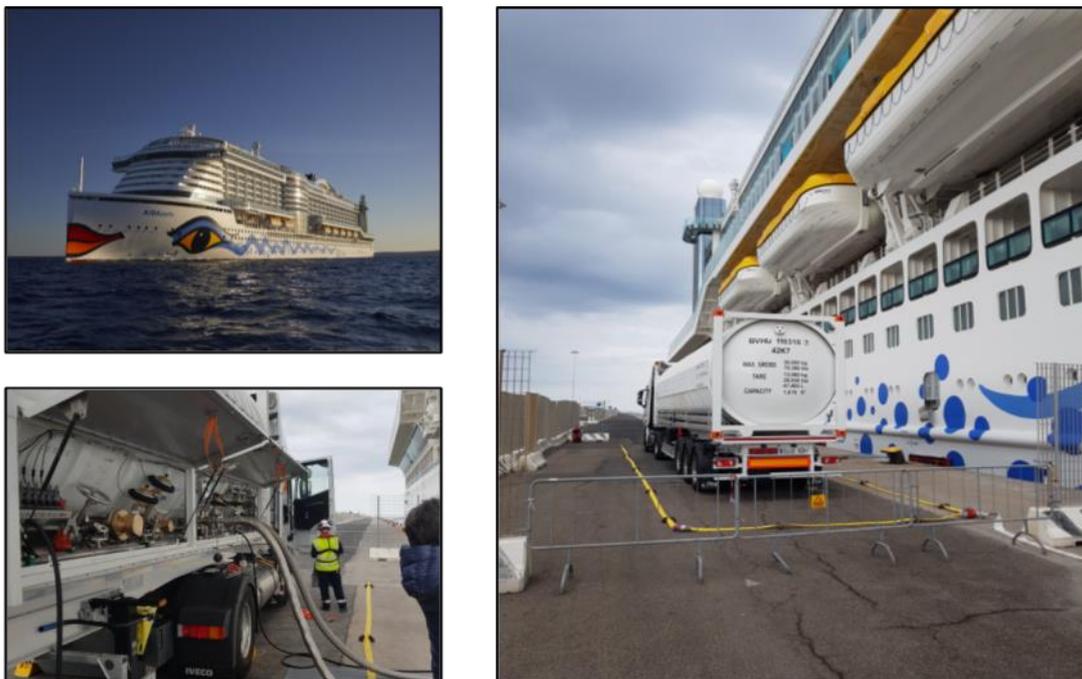


Figure 80 - Procédures de soutage de TTS pour AIDA Perla dans le port de Civitavecchia (Source: Projet GAINN4MOS)

L'autorité portuaire de Civitavecchia, Roma Cruise Terminal, le fournisseur de GNL (Liquimet) et le coordinateur technique de l'initiative GAINN_IT ont également eu une réunion préliminaire avec la brigade des pompiers pour examiner de manière préliminaire et informelle les aspects liés à la sécurité des opérations de ravitaillement en GNL de l'AIDA Perla. Un accent particulier a été mis sur les procédures de gestion de toute situation d'urgence et sur l'identification des rôles et des responsabilités des personnes responsables de l'élaboration et de la préparation de ces procédures.

Le processus d'autorisation, qui a duré environ deux mois, a ensuite connu les étapes suivantes:

- première conférence des services le 16.05.2017;
- délivrance du permis le 11.07.2017.

Le processus n'était pas une fin en soi, mais a servi à définir une série d'éléments pour les opérations futures, éventuellement capitalisés par d'autres ports. Le Cruise Terminal de Rome et Area Tech 21 ont en effet préparé les études et les procédures (y compris les procédures d'urgence) pour pouvoir approvisionner en GNL les navires de croisière qui toucheront le port de Civitavecchia par le biais d'un pétrolier. Le résultat final des études, outre l'obtention des autorisations pour l'opération, a consisté à définir les éléments suivants:

- la procédure pour l'arrivée et le départ des conteneurs-citernes/ISO dans le port de Civitavecchia et les terminaux gérés par le Cruise Terminal de Rome;

- la procédure de ravitaillement du navire de croisière et la définition des opérations à quai;
- une procédure d'urgence et d'évacuation, ainsi que des cartes indiquant la circulation des passagers, des autocars et des camions de marchandises à l'écart du cargo transportant du GNL;
- l'acquisition de matériel de lutte contre l'incendie, de barrières de sécurité, etc;
- la formation du personnel du terminal de croisière de Rome et d'autres entreprises (y compris les agences travaillant dans le terminal);
- la mise à jour des procédures de sécurité du terminal de croisière à Rome;
- la conception et la diffusion d'une campagne d'information à Civitavecchia et en Italie sur l'opération.

En vue d'évaluer l'adoption d'un processus d'autorisation similaire dans d'autres ports italiens, il est important de noter qu'avant la conférence des services, le terminal de croisière de Civitavecchia a effectué les analyses de risque suivantes:

- analyse conformément à la norme ISO / TS 18683: 2015 (Lignes directrices pour les systèmes et les installations pour l'approvisionnement en GNL comme carburant pour les navires), pour identifier:
 - la zone de sécurité (la zone autour du camion de soutage où seul le personnel dédié et essentiel est présent);
 - la zone de sécurité (la zone autour du camion de soutage et du navire où le trafic maritime et les autres activités sont surveillés (et contrôlés) pour atténuer les effets nocifs).
- analyse conformément au décret 81: 2008 (sécurité sur le lieu de travail), pour identifier:
 - SIMOPS, opérations simultanées menées en parallèle avec le processus de soutage, que ce soit sur terre, dans l'eau ou sur les navires concernés;
 - la procédure de coordination (entre le terminal, le camion et le navire, les garde-côtes et les pompiers).

Toujours du point de vue de la définition des profils de risque, un élément particulièrement pertinent et utile pour les autorités portuaires qui ont l'intention d'adopter des solutions d'avitaillement similaires, il est utile de souligner comment, pour la classe Hyperion en général, les zones ATEX (c'est-à-dire les zones à haut risque) des moyens d'avitaillement ont été évaluées, concluant que celles-ci n'atteignent pas le côté du navire récepteur, mais restent dans la zone de sécurité de 10 x 24 mètres autour du camion.

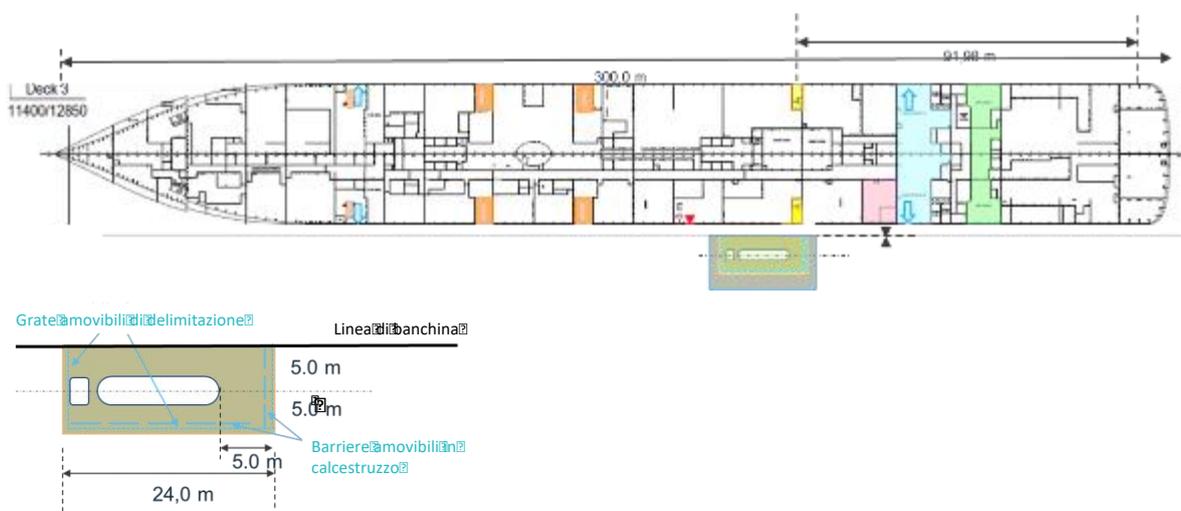


Figure 81 - Diagramme de la délimitation de la zone de sécurité pour les opérations TTS de l'AIDA Perla dans le port de Civitavecchia (Source: Projet GAINN4MOS)

Du point de vue de la logistique d'approvisionnement, aujourd'hui, le GNL destiné à Civitavecchia serait fourni par un conteneur ISO transporté par train de Rotterdam à Frosinone, puis par la route jusqu'au point de livraison au quai. Le conteneur ISO serait positionné près des raccordements au navire à moteur (qui sont suffisamment éloignés des passerelles de débarquement des passagers) et temporairement clôturé par des barrières en béton amovibles (nouvelle jersey) et des grilles de délimitation pour assurer la sécurité du service. Les procédures prévoient une déconnexion rapide en cas d'urgence et des systèmes de ventilation reliés aux événements du navire en haute altitude.

Il existe également la possibilité d'approvisionner le conteneur ISO en GNL à partir du terminal GNL de Barcelone par ferry directement à Civitavecchia, avec des procédures de transport déjà réglementées.

5.5.3.3.3.6.2 L'expérience TTS dans le port de Venise

Toujours dans le sillage de l'expérience de Civitavecchia, en décembre 2018, les opérations de ravitaillement en GNL du navire "Hypatia de Alejandria", construit par Cantiere Navale Visentini pour la société espagnole Balearia et équipé d'un double ravitaillement, ont été conclues.

Les opérations ont nécessité un processus d'autorisation complexe mené par l'autorité maritime/garde-côte de Venise, qui a coordonné des tables techniques spéciales avec les différentes parties impliquées (dont l'autorité du système portuaire, l'Arpav, la brigade provinciale des pompiers, le service chimique portuaire, le terminal VTP et Venice LNG), en promouvant des analyses conjointes des procédures d'exécution des opérations de ravitaillement délicates, en élaborant des évaluations de risques spécifiques et en fournissant des instructions de sécurité détaillées également pour la gestion des urgences.

L'opération a été réalisée par Polargas (groupe CPL), qui a utilisé 5 camions-citernes approvisionnés à Marseille.



Figure 82 - Opération de ravitaillement en TTS sur le ferry Hypatia de Alejandria dans le port de Venise
(Source: Worldmaritime news, ANSA)

5.6 Coûts et avantages environnementaux de l'utilisation du GNL pour la propulsion marine: analyse de l'état de l'art.

Ce chapitre vise à définir un cadre conceptuel pour la catégorisation des coûts et des avantages environnementaux possibles qui peuvent découler de l'utilisation du GNL pour la propulsion marine. L'objectif est d'identifier une taxonomie partagée concernant les différents profils environnementaux qui doivent être évalués et quantifiés.

À cette fin, elle a d'abord passé en revue les principales publications universitaires consacrées à l'évaluation des coûts et des avantages environnementaux liés à l'utilisation du GNL en ce qui concerne la propulsion marine, puis elle a examiné l'état actuel de la technique en ce qui concerne les catégories suivantes de coûts/avantages environnementaux possibles:

- oxydes de soufre (sulfuroxydes) [SO_x];
- oxydes d'azote [NO_x];
- le dioxyde de carbone [CO₂];
- AltremissioniGHG (autres émissions de gaz à effet de serre);
- particules [PM] et composés organiques volatils (Volatile Organic Compounds) [VOC];
- autres polluants (otherpollutants).

5.6.1 Le GNL dans les ports maritimes et les avantages pour l'environnement: revue de la littérature pertinente

Afin d'étudier l'état des connaissances scientifiques sur le potentiel du GNL pour la propulsion des navires en termes de réduction de l'impact environnemental (réduction à zéro des émissions de SOx, forte réduction des émissions de NOx, réduction modérée des émissions de CO₂ et jusqu'à 90% de réduction des particules), une revue de la littérature a été réalisée sur l'utilisation par les compagnies maritimes de la solution verte "GNL" et les avantages environnementaux associés. Cette question est particulièrement pertinente pour les armateurs, étant donné l'intérêt croissant des décideurs politiques et des communautés locales pour la durabilité des opérations maritimes portuaires: ces tendances sont en fait en train de remodeler les stratégies d'entreprise et commerciales de nombreux opérateurs du secteur qui tentent de développer des logiques de plus en plus "vertes" dans la gestion de leurs activités principales.

À cette fin, d'un point de vue méthodologique, une procédure de collecte des contributions scientifiques pertinentes pour la "revue systématique de la littérature" a été mise en œuvre, qui prévoit une articulation en trois phases: (i) la planification, (ii) l'exécution, (iii) le rapport, comme le suggèrent Tranfield et al. (2003). Dans la phase de planification (i), grâce à l'utilisation de la base de données Elseviers Scopus, la plus grande base de données de résumés, de citations et de notes, qui comprend des revues scientifiques, des livres et des conférences, des articles universitaires et scientifiques publiés dans des revues internationalement accréditées ont été extraits. Grâce à l'utilisation de 4 couches composées de différents mots-clés, toutes les publications qui présentaient un objet d'étude en ligne avec le sujet de ce document, c'est-à-dire l'examen des coûts et bénéfices environnementaux liés à l'utilisation du GNL dans le contexte maritime-portuaire, ont été extraites. La deuxième phase (exécution, ii) a été à son tour divisée en trois activités en fonction de: a) la définition des critères de sélection initiaux; b) le regroupement des publications par pertinence; c) l'analyse et la synthèse. Dans ce qui suit, nous présentons les activités en question, puis nous examinons en détail les résultats empiriques de l'analyse documentaire systématique, qui constitue la phase de rapport (iii).

5.6.1.1 Définition des critères de sélection initiaux

Afin d'identifier les principaux documents scientifiques liés au sujet en question, 4 couches de recherche ont été définies en utilisant différentes combinaisons de mots-clés cohérents avec l'objet de l'étude, c'est-à-dire l'utilisation du GNL comme solution verte dans le secteur maritime-portuaire, en mettant l'accent sur les avantages environnementaux qui peuvent être obtenus; les mots-clés ont été utilisés en relation avec différents filtres de recherche (mots-clés, résumé, titre, etc.). En particulier, les couches suivantes ont été utilisées:

- Couche1: "GNL" AND "maritime OR port OR navire OR expédition" AND "avantages environnementaux OR impacts environnementaux" (titre de l'article);
- Couche2: "GNL" AND "maritime OR port OR navire OR expédition" AND "bénéfice environnemental OR impacts environnementaux" (titre de l'article, résumé et mots-clés);

- Couche3: "GNL" AND "maritime OR port OR navire OR expédition" AND "avantages environnementaux OR impacts environnementaux OR avantages de la durabilité OR impact vert" (titre de l'article, résumé et mots-clés);
- Layer4: "LNG" AND "maritime OR port OR navire OR shipping" AND "environmental benefits OR environmental impacts OR sustainability benefits OR green impact OR benefits OR impact" (titre de l'article).

Parmi les 4 couches de recherche, la couche 2 a finalement été sélectionnée pour sa cohérence avec le sujet en question, ce qui nous a permis d'extraire de la base de données Scopus 155 articles scientifiques potentiellement pertinents. Ces derniers sont publiés dans différentes revues de niveau international, telles que: Sustainability, Energy, Journal of Marine Science and Engineering, etc.

5.6.1.2 Regroupement des publications par pertinence

Les 155 documents identifiés ont été introduits dans une première base de données créée sur Excel, pour être ensuite examinés en détail afin d'exclure les études qui ne correspondaient pas à l'objet de l'étude. À cette fin, les résumés de chaque article ont été analysés et seuls ceux qui étaient pertinents pour le sujet spécifique des coûts et avantages environnementaux résultant de l'utilisation du GNL comme forme de propulsion ont été sélectionnés. Par conséquent, une base de données de 55 articles potentiellement pertinents a été obtenue. Enfin, après une analyse minutieuse des documents et après avoir exclu les articles non disponibles via les moteurs de recherche utilisés tels que Google Scholar et Research Gate, le groupe de recherche a décidé d'examiner les 23 articles parfaitement pertinents pour lesquels la documentation était disponible. L'échantillon final de l'analyse systématique de la littérature se compose donc de 23 articles scientifiques publiés dans des revues de renommée internationale.

5.6.1.2.1 Analyse et synthèse

Dans la phase "Analyse et synthèse", chaque publication appartenant à l'échantillon final a été soigneusement étudiée et approfondie par l'équipe de recherche de l'UNIGE-CIELI et tous les profils analytiques pertinents ont été mis en évidence: auteurs; titre; année de publication; titre de la source; résumé; type de document; sujet; thème principal; objectifs; résultats principaux; bénéfices environnementaux: focus (avantages environnementaux: focus); avantages environnementaux: cluster (avantages environnementaux: cluster); indicateurs de performance clés (indicateurs de performance clés); navigation vs port focus; shiptype (type de navire); enginetype (type d'engin); couverture géographique par rapport à la zone (couverture géographique par rapport à la zone); couverture géographique par rapport au pays (couverture géographique par rapport au pays); calendrier (calendrier).

Les tableaux suivants présentent les principaux résultats des analyses effectuées.

<i>Authors</i>	<i>Year</i>	<i>Source title</i>	<i>Maintopic</i>	<i>Aims</i>	<i>Environmental benefits: cluster</i>	<i>Key performance indicators</i>	<i>Shipping vs port focus</i>	<i>Shiptype</i>	<i>Engine type</i>	<i>MainFindings</i>
Iannaccone T., Landucci G., Tugnoli A., Salzano E., Cozzani V.,	2020	Journal of Cleaner Production	Engineering; Environmental Science	Investigate the expected impact on sustainability of innovative LNG ship fuel systems.	SOx; NOx; CO ₂ ; Other GHG emissions; PM/VOC; Other pollutants	Environmental Index (EI); Eutrophication impact indicator (EU); Global Warning impact indicator (GW); Inherent safety index (HI); Human toxicity impact indicator (HT); Engine load factor (LF); Overall Sustainability Index (OSI); Profitability Index (PrI); Rain acidification (RA)	Shipping	Hyperion-class Cruise ship	Gas dual fuel engine; (others with no relation with LNG: MGO engine)	Environmental impacts/benefits
Ancona M.A., Bianchi M., Branchini L., Catena F., et al.	2020	Applied Sciences (Switzerland)	Engineering; Environmental Science	The development of a comprehensive procedure for the thermodynamic design and optimization in order to reduce costs and pollutant emissions.	SOx; NOx; CO ₂ ; PM/VOC	Electric energy consumption; compressor volumetric efficiency; Total electric power required; LNG produced mass flow rate;	Shipping/ Port	Ferry boat; RO-RO	Dual fuelengine	Environmental impacts/benefits; Economic/Investment decisions
Hwang S., Jeong B., Jung K., Kim M., Zhou P.,	2019	Journal of Marine Science and Engineering	Engineering; Environmental Science	Understand if LNG, in comparison with MGO, could reduce environmental impacts.	Other GHG emissions; PM/VOC; Other pollutants	CO ₂ equivalent; N equivalent; SO ₂ equivalent; NMVOC equivalent; PM 2.5 equivalent	Shipping	50k bulk carrier	Gas turbine; (others with no relation with LNG: MGO engine)	Environmental impacts/benefits
Baldi F., Brynolf S., Maréchal F.,	2019	Proceedings of the 32nd International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems	Engineering; Environmental Science	Understand what types of ship energy systems will be preferable considering total cost of ownership, and what will be the carbon mitigation cost to achieve the GHG goals.	Other GHG emissions	GHG emissions; CO ₂ emissions	Shipping	Handymax; small cruise ship; chemical tanker.	Diesel engines, with MGO; Dual Fuel with MGO, natural gas or methanol	Environmental impacts/benefits; Economic/Investment decisions; Power consumption/Energetic efficiency
Barsi D., Costa C., Satta F., Zunino P., Sergeev V.,	2018	MATEC Web of Conferences	Engineering	To define an innovative mini combined cycle suitable to meet the electric and thermal energy needs of a ship prime or auxiliary system.	CO ₂	Methane molar content; Nitrogen molar content; Ethane molar content; Propane molar content.	Shipping	n.a.	n.a.	Power consumption/Energetic efficiency; Technical operations/configuration

<i>Authors</i>	<i>Year</i>	<i>Source title</i>	<i>Maintopic</i>	<i>Aims</i>	<i>Environmental benefits: cluster</i>	<i>Key performance indicators</i>	<i>Shipping vs port focus</i>	<i>Shiptype</i>	<i>Engine type</i>	<i>MainFindings</i>
Iannaccone T., Landucci G., Cozzani V.,	2018	Chemical Engineering Transactions	Engineering	The assessment of onshore bunkering configuration for fuel systems with LNG.	SOx; NOx; PM/VOC	KPIs on safety of LNG and IFO systems; Unit potential hazard index (UPI); Unit inherent hazard index (UHI); PI;HI	Shipping/ Port	n.a.	n.a.	Technical operations/configuration
Pasini G., Frigo S., Antonelli M., Berardi M.,	2018	Internal Combustion Engine Division Fall Technical Conference, ICEF 2018	Engineering	To investigate the effect of a liquid methane injection on the performance of a SI engine, compared with classic gaseous injection.	NOx; CO ₂ ; Otherpollutants	Trapped engine volumetric efficiency (that depends on engine compression ratio and on the polytropic index k of the gas); Thermal efficiency; Fuel-air equivalence ratio.	Shipping	n.a.	Spark-ignited (SI) engine ICE; Port-fuel injection, fuelling/co-fuelling diesel engine; Four-stroke cycle engine; CNG-DI engine.	Environmental impacts/benefits; Power consumption/Energetic efficiency; Technical operations
Ammar N.R., Seddiq I.S.,	2017	Ocean Engineering	Engineering; Environmental Science	Study both the environmental and economic effect of the use of SCR, SWS, MGO and LNG option for reducing exhaust emission from ships.	SOx; NOx; CO ₂ ; PM/VOC	Emission quantity; Nox emission factor; PM emission factor; CO ₂ emission factor; ESO ₂ ; CO emission factor; HC emission factor; DFDE emission factor	Shipping	Medium size RO-RO vessels	MAN B&W	Environmental impacts/benefits; Economic/Investment decisions
Nguyen T.-V., Rothuizen E.D., Markussen W.B., Elmegaard B.,	2017	30th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems	Engineering	Evaluating consequences of using a small-scale gas liquefaction plant.	SOx; NOx; CO ₂ ; Other GHG emissions; PM/VOC	Compressorisentropicefficiency	Port	n.a.	n.a.	Power consumption/Energetic efficiency;
Pawlak M.,	2015	Solid State Phenomena	Environmental Science	Analyse environmental benefits of LNG-fuelled marine engines as well as the perspectives of the infrastructure's development.	SOx; NOx; CO ₂ ;Other GHG emissions;PM/VOC;Other pollutants	n.a.	Shipping	Car ferry, Platform supply vessel, Ro-Ro	Gas turbine; Gas engine; Hybrid diesel-gas systems; Dual fuel-diesel electric engine	Environmental impacts/benefits

<i>Authors</i>	<i>Year</i>	<i>Source title</i>	<i>Maintopic</i>	<i>Aims</i>	<i>Environmental benefits: cluster</i>	<i>Key performance indicators</i>	<i>Shipping vs port focus</i>	<i>Shiptype</i>	<i>Engine type</i>	<i>MainFindings</i>
Xu J., Testa D., Mukherjee P.K.,	2015	Ocean Development and International Law	Environmental Science	To examine the regulatory issues in relation to the use of LNG as a marine fuel.	SOx; NOx; CO ₂ ; PM/VOC	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	Regulatory results
Brynolf S., Fridell E., Andersson K.,	2014	Journal of Cleaner Production	Environmental Science	To compare the life cycle environmental performance in terms of methane, the energy carrier in LNG, and methanol as marine fuels.	Other GHG emissions	CO ₂ emissions; NOx emission	Shipping/ Port	ro-ro	n.a.	Environmental impacts/benefits; Regulatory results
Gaspar H.M., Ehlers S., æsøy V., Erceg S., Balland O., Hildre H.P.,	2014	Proceedings of the International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering - OMAE	Environmental Science	Investigate the current challenges of using LNG fueled ship in Arctic region.	SOx; NOx; CO ₂ ; PM/VOC	Energy efficiency design Index (EEDI)	Shipping	Ice-class ship LNG fueled	Gas-Mechanical propulsion; Gas-Electric propulsion; Hybrid propulsion	Environmental impacts/benefits; Regulatory results
Prakash S., Kolluru V.S.,	2014	Proceedings - 7th International Congress on Environmental Modelling and Software: Bold Visions for Environmental Modeling, iEMSs 2014	Engineering; Environmental Science	Understand if the application of a 3-D comprehensive model could make easier the study of physical and chemical impacts on surface waters.	Other pollutants	n.a.	Port	n.a.	n.a.	Technical operations/configuration
Æsøy V., Stenersen D.,	2013	Proceedings of the International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering	Environmental Science	To discuss local and global environmental benefits, technical solutions, safety issues and costs related to distribution and on-board fuel installations.	SOx; NOx; CO ₂ ; Other GHG emissions; PM/VOC	Total energy efficiency; Thermal efficiency	Shipping/ Port	Car ferry, Platform supply vessel, Ro-ro ship	Gas engine; (others with no relation with LNG: MDO engine, MGO engine)	Environmental impacts/benefits; Power consumption/Energetic efficiency

<i>Authors</i>	<i>Year</i>	<i>Source title</i>	<i>Maintopic</i>	<i>Aims</i>	<i>Environmental benefits: cluster</i>	<i>Key performance indicators</i>	<i>Shipping vs port focus</i>	<i>Shiptype</i>	<i>Engine type</i>	<i>MainFindings</i>
Burel F., Taccani R., Zuliani N.,	2013	Energy	Environmental Science	Analyze the economic upturn that can result from the use of LNG as fuel and to assess its environmental impact.	SOx; NOx; CO ₂	PM emissions; NOx abatement; CO ₂ emissions; SOx reduction; System's efficiency	Shipping	Bulk carriers; RO-RO; Tankers; Cruise	n.a.	Environmental impacts/benefits; Economic/Investment decisions
Burel F., Taccani R., Zuliani N.,	2012	Proceedings of the 25th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization and Simulation of Energy Conversion Systems and Processes	Environmental Science	Analyze the economic upturn that can result from the use of LNG as fuel form merchant ships and assess the effects of its utilization in term of environmental impact.	SOx; NOx; CO ₂ ; PM/VOC	SOx, NOx, PM and CO ₂ emission	n.a.	RO-RO; tanker ships	Dual fuel diesel	Environmental impacts/benefits; Economic/Investment decisions
Bengtsson S., Andersson K., Fridell E.,	2011	Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers Part M: Journal of Engineering for the Maritime Environment	Environmental Science	To compare the environmental performance from a life cycle perspective of existing or future fossil shipping fuels.	CO ₂ ; Other GHG emissions	SOx emission; NOx emission; GHG emission; SO ₂ equivalent; PO ₄ ³⁻ equivalent; CO ₂ equivalent	Shipping	RO-RO	Spark-ignited gas; dual-fuel diesel	Economic/Investment decisions
Balcombe P., Brierley J., Lweis., Skatvedt L., Speirs., Hawkes A., Staffell I.,	2019	Energy Conversion and Management	Engineering; Environmental Science	To review the different combination of fuels, technologies and policies in order to reduce GHG emission.	SOx; NOx; CO ₂ ; Other GHG emissions	Daily fuel use; CO ₂ equivalent	Shipping	n.a.	Lean-burn spark ignition; Low pressure dual fuel; High pressure dual fuel; Gas turbine	Environmental impacts/benefits; Economic/Investment decisions; Technical operations/configuration

<i>Authors</i>	<i>Year</i>	<i>Source title</i>	<i>Main topic</i>	<i>Aims</i>	<i>Environmental benefits: cluster</i>	<i>Key performance indicators</i>	<i>Shipping vs port focus</i>	<i>Shiptype</i>	<i>Engine type</i>	<i>Main Findings</i>
Simmer L., Pfoser S., Aschauer G., Schauer O.	2014	Energy and Sustainability V	Engineering	Identify pioneer customers to define interest and demand for LNG as a fuel.	SOx; NOx; CO ₂ ; PM/VOC	CO ₂ equivalent	Port	n.a.	n.a.	Market dynamics
Huan T., Hongjun F., Wei L., Guoqiang Z.	2018	Research Gate	Engineering	Investigate various LNG propulsion systems with an application of latest technology.	NOx; Other GHG emissions	Efficiency Design Index (EEDI); Thermal efficiency	Shipping	LNG carrier	Dual fuel diesel electric propulsion; WinGD X-DF; MAN ME-GI; MGO engine; Turbine electric & steam system	Technical operations/configuration
Gritsenko D., Yliskyla-Peuralahti J.	2013	Maritime Studies	Engineering; Environmental Science	Reconstruct the process of SOx emissions reduction in the Baltic region as a complex multi-stakeholder interaction.	SOx; NOx; PM/VOC	Clean Shipping Index (CSI)	Shipping/Port	n.a.	With no relation with LNG: MGO engine, MDO engine	Environmental impacts/benefits; Regulatory results
Geng X., Wen Y., Zhou C., Xiao C.	2017	Sustainability	Engineering; Environmental Science	Analyze the effects of different measures to promote the development of the sustainable ecosystem.	SOx; CO ₂ ; Other GHG emissions; PM/VOC	EmissionFactor	Shipping/Port	n.a.	n.a.	Environmental impacts/benefits; Regulatory results; Market dynamics

En ce qui concerne les profils spatiaux et temporels des publications scientifiques relatives aux coûts et bénéfices environnementaux attribuables au GNL, les zones géographiques couvertes et les principaux ports pris en considération dans les publications examinées ont été étudiés, ainsi que l'année de publication des études en question, afin de comprendre l'évolution temporelle du savoir-faire scientifique par rapport aux questions examinées.

Tout d'abord, il est important de souligner la couverture spatiale des articles inclus dans l'échantillon en identifiant les principales zones considérées. Les articles adoptent souvent une perspective internationale (10 articles sur un total de 23, soit 43,47%, ne se réfèrent pas à une zone géographique précise mais considèrent le contexte international) tandis qu'un certain nombre de contributions académiques privilégient une orientation géographique de type régional. En ce sens, des études consacrées à la Chine (port de Qingdao) (Geng X. et al., 2017), à l'Italie (Ancona et al., 2020) et à la Norvège (ÆsøyeStenersen, 2013) émergent. En outre, certains documents ne font référence qu'aux zones de contrôle des émissions (ECA) et/ou aux zones de contrôle des émissions de soufre (SECA), c'est-à-dire les zones soumises à des contrôles plus stricts afin de minimiser les émissions atmosphériques des navires.

En ce qui concerne le calendrier des publications, la Figure 83 qui montre la distribution temporelle des dates de publication des contributions scientifiques, montre l'importance croissante prise par le thème du GNL en référence aux bénéfices environnementaux réalisables dans le contexte maritime au cours de la dernière décennie. En effet, tous les documents analysés ont été publiés depuis 2011, dont plus de la moitié au cours des 4 dernières années (52,17%).



Figure 83 - Distribution temporelle des dates de publication des contributions scientifiques

Pour chaque article de l'échantillon, l'approche théorique et méthodologique a ensuite été identifiée. L'ingénierie et les sciences de l'environnement représentent les principales approches théoriques caractérisant les études menées sur le sujet. Comme le montre la

Figure 84, 26% de l'échantillon (6 articles sur un total de 23) analysent la question du GNL dans le contexte maritime du point de vue de l'ingénierie, en concentrant les analyses empiriques sur les aspects techniques, mécaniques et informatiques. D'autre part, 35% de l'échantillon (8 articles sur un total de 23) se concentre sur les profils environnementaux, en considérant les coûts/bénéfices. Enfin, 39% de l'échantillon (9 articles) considèrent conjointement les perspectives environnementales et d'ingénierie, adoptant ainsi une approche holistique du sujet.

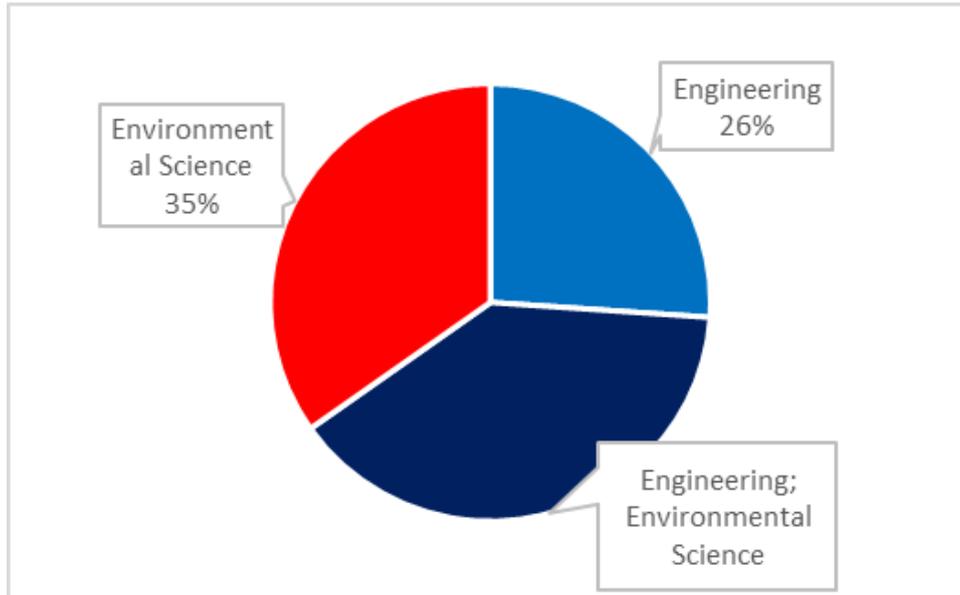


Figure 84 - Approche théorique adoptée

Le profil central de l'analyse documentaire effectuée est représenté par le type de bénéfices environnementaux dérivant de l'utilisation du GNL dans le contexte maritime qui ont été examinés et évalués dans une seule publication scientifique, évidemment dans le but de vérifier l'état de l'art sur le sujet en question et de définir des paramètres partagés au niveau académique dans le but de quantifier les impacts environnementaux du GNL dans le contexte maritime portuaire. À cette fin, les coûts et les avantages ont ensuite été regroupés en 6 catégories (clusters):

- Oxydes de soufre (SulphurOxides) [SO_x];
- Oxydes d'azote (NitrogenOxides) [NO_x];
- Dioxyde de carbone (Carbon Dioxide) [CO₂];
- Altre emissioni GHG (autres émissions de gaz à effet de serre);
- Particules (PM) et composés organiques volatils (VOC);
- Autres polluants (otherpollutants).

Le Tableau 31 montre pour chacune des 23 publications examinées les différentes catégories d'avantages de l'utilisation du GNL comme source alternative de propulsion marine qui ont été explorées dans les analyses. On constate que chaque article tend à se concentrer sur différentes catégories de bénéfices environnementaux, avec une certaine prévalence des suivantes: réduction des émissions de soufre, d'azote et de CO₂ (Burel et al., 2013), diminution des NO_x, SO_x et particules et des composés organiques volatils (Gritsenko et al., 2013), etc. La Figure 85 met en évidence l'importance des différentes catégories d'avantages environnementaux: la réduction des émissions de NO_x et de CO₂ semble être le profil le plus étudié, probablement aussi en raison de l'existence de preuves scientifiques qui ne concordent pas toujours, surtout en ce qui concerne les émissions de CO₂.

<i>Authors</i>	<i>Environmental benefits: cluster</i>
Iannaccone T. et al.	SO _x ; NO _x ; CO ₂ ; Other GHG emissions; PM/VOC; Other pollutants
Ancona M.A. et al.	SO _x ; NO _x ; CO ₂ ; PM/VOC
Hwang S. et al.	Other GHG emissions; PM/VOC; Other pollutants
Baldi F. et al.	Other GHG emissions
Barsi D. et al.	CO ₂
Iannaccone T. et al.	SO _x ; NO _x ; PM/VOC
Pasini G. et al.	NO _x ; CO ₂ ; Otherpollutants
Ammar N.R. et al.	SO _x ; NO _x ; CO ₂ ; PM/VOC
Nguyen T.V. et al	SO _x ; NO _x ; CO ₂ ; Other GHG emissions; PM/VOC
Pawlak M.	SO _x ; NO _x ; CO ₂ ; Other GHG emissions; PM/VOC; Other pollutants
Xu J. et al.	SO _x ; NO _x ; CO ₂ ; PM/VOC
Brynnolf S. et al.	Other GHG emissions
Gaspar H.M. et al.	SO _x ; NO _x ; CO ₂ ; PM/VOC
Prakash S. et Kolluru V.S.,	Otherpollutants
Æsøy V. et Stenersen D.	SO _x ; NO _x ; CO ₂ ; Other GHG emissions; PM/VOC
Burel F. et al.	SO _x ; NO _x ; CO ₂
Burel F. et al.	SO _x ; NO _x ; CO ₂ ; PM/VOC
Bengtsson S. et al.	CO ₂ ; Other GHG emissions
Balcombe P. et al.	SO _x ; NO _x ; CO ₂ ; Other GHG emissions
Simmer L. et al.	SO _x ; NO _x ; CO ₂ ; PM/VOC
Huan S. et al.	NO _x ; Other GHG emissions
Gritsenko D. et al.	SO _x ; NO _x ; PM/VOC
Geng X. et al.	SO _x ; CO ₂ ; Other GHG emissions; PM/VOC

Tableau 31 - Avantages environnementaux

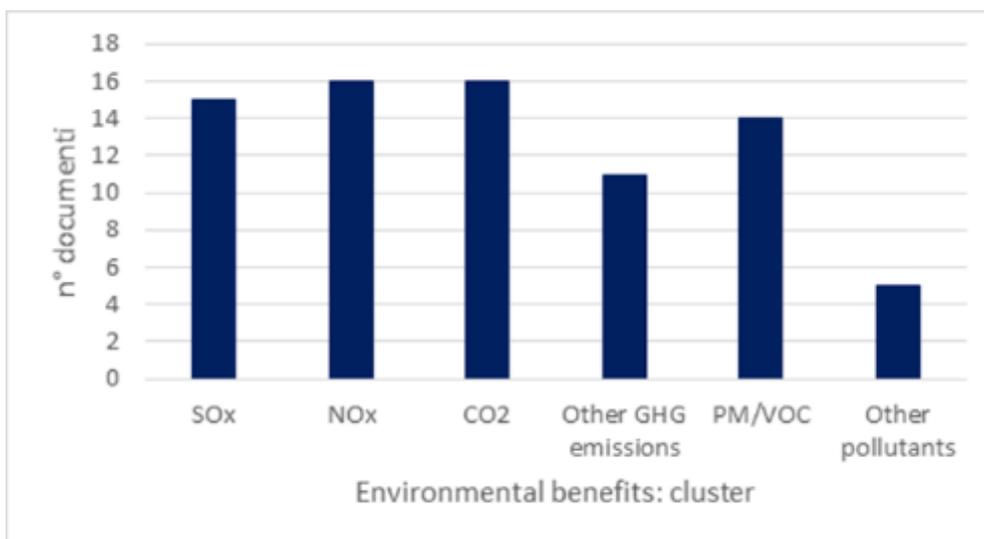


Figure 85 - Avantages environnementaux examinés dans les contributions scientifiques

L'analyse de la littérature scientifique a également permis d'examiner le type d'indicateurs de performance sur lesquels les universitaires et les techniciens du secteur tendent à concentrer leur attention. De ce point de vue, les indicateurs les plus fréquemment pris en compte sont l'Environmental Index (EI), l'indicateur d'impact sur l'eutrophisation, l'indice de rentabilité, et surtout une pluralité d'indicateurs d'émissions de NOx, de GHG, de CO₂, etc. qui sont essentiels pour suivre les bénéfices associés à l'utilisation du GNL.

L'analyse a également permis de distinguer les contributions scientifiques spécifiquement dédiées à l'analyse de la perspective "navale" (navigation) de l'étude du sujet, par rapport à celles orientées vers une approche plus portuaire. Sur les 23 articles inclus dans l'échantillon, 12 présentent une orientation exclusivement navale et 6 se concentrent à la fois sur la navigation et le port. Dans 18 des 23 articles, il a été possible d'analyser des données plus détaillées liées aux profils suivants: shiptype (type de navire étudié); enginetype (type de moteur du navire étudié).

<i>Shiptype/Engine type</i>	<i>documenti</i>
50k bulk carrier	1
Gas turbine;	1
Car ferry, Platform supply vessel, Ro-Ro	1
Gas turbine;Gas engine;Hybrid diesel-gas systems;Dual fuel-diesel, electric engine	1
Bulk carriers; RO-RO; Tankers; Cruise	1
n.a.	1
Car ferry, Platform supply vessel, Ro-ro ship	1
Gas engine	1
Ferry boat; RO-RO	1
Dual fuelengine	1
Handymax; small cruise ship; chemical tanker	1
Diesel engines, with MGO;Dual Fuel with MGO, natural gas or methanol	1
Hyperion-class Cruise ship	1
Gas dual fuel engine	1
Ice-class ship LNG fuelled	1
Gas-Mechanical propulsion; Gas-Electric propulsion; Hybrid propulsion	1
LNG carrier	1
Dual fuel diesel electric propulsion; WinGD X-DF; MAN ME-GI; MGO engine;	1
Turbine electric & steam system	1
Medium size RO-RO vessels	1
MAN B&W	1
n.a.	6
ro-ro	2
n.a.	1
Spark-ignited gas; Dual-fuel diesel	1

Tableau 32 - Type de navire et de moteur

Enfin, les principaux résultats obtenus se concentrent sur les domaines suivants (Tableau 33): Impacts/bénéfices environnementaux; Décisions économiques/investissements; Consommation électrique/efficacité énergétique; Opérations techniques/configuration; Résultats réglementaires, Dynamique du marché.

<i>Authors</i>	<i>Main Findings</i>
Iannaccone T. et al.	Environmental impacts/benefits
Ancona M.A. et al.	Environmental impacts/benefits; Economic/Investment decisions
Hwang S. et al.	Environmental impacts/benefits
Baldi F. et al.	Environmental impacts/benefits; Economic/Investment decisions; Power consumption/Energetic efficiency
Barsi D. et al.	Power consumption/Energetic efficiency; Technical operations/configuration
Iannaccone T. et al.	Technical operations/configuration
Pasini G. et al.	Environmental impacts/benefits; Power consumption/Energetic efficiency; Technical operations/configuration
Ammar N.R. et al.	Environmental impacts/benefits; Economic/Investment decisions
Nguyen T.V. et al	Power consumption/Energetic efficiency;
Pawlak M.	Environmental impacts/benefits
Xu J. et al.	Regulatory results
Brynolf S. et al.	Environmental impacts/benefits; Regulatory results
Gaspar H.M. et al.	Environmental impacts/benefits; Regulatory results
Prakash S. et Kolluru V.S., Æsøy V. et Stenersen D.	Technical operations/configuration
Burel F. et al.	Environmental impacts/benefits; Power consumption/Energetic efficiency
Burel F. et al.	Environmental impacts/benefits; Economic/Investment decisions
Bengtsson S. et al.	Environmental impacts/benefits; Economic/Investment decisions
Balcombe P. et al.	Economic/Investment decisions
Simmer L. et al.	Environmental impacts/benefits; Economic/Investment decisions; Technical operations/configuration
Huan S. et al.	Market dynamics
Gritsenko D. et al.	Technical operations/configuration
Geng X. et al.	Environmental impacts/benefits; Regulatory results
	Environmental impacts/benefits; Regulatory results; Market dynamics

Tableau 33 - Principaux résultats obtenus (Zones)

Les paragraphes suivants examinent brièvement les résultats scientifiques des publications examinées par rapport à chaque groupe d'avantages environnementaux découlant de l'utilisation du GNL dans le contexte maritime, comme indiqué ci-dessus: SO_x, NO_x, CO₂, PM/VOC, autres émissions de GHG;

"Autres polluants" est une catégorie résiduelle qui ne nécessite pas d'analyse détaillée.

5.6.1.3 Oxydes de soufre (sulfuroxydes)

Le GNL ne contient pas de soufre. Dans le cas d'un moteur dual fuel, qui a donc une phase d'induction avec de l'huile-carburant, la réduction des émissions est encore de 90-99% par

rapport au HFO, selon les résultats scientifiques prévalant dans la doctrine (Burel et al. 2013).

En comparant 3 types de moteurs à GNL, à savoir: un moteur à gaz dual à basse pression, un moteur à gaz dual à haute pression et un moteur à allumage par étincelle avec un moteur MGO conventionnel, dans l'étude menée par Iannaccone et al. (2020) 4 KPI environnementaux ont émergé, les 3 premiers relatifs aux émissions de SOx et NOx et le dernier qui sera examiné dans le paragraphe CO₂.

Les trois premiers KPI, "acidification des pluies", "toxicité humaine" et "eutrophisation", ont été utilisés pour analyser les pluies acides, la toxicité humaine et la présence de nutriments, déterminés par les SOx et les NOx, dans un environnement donné. Les résultats de l'analyse effectuée par les auteurs susmentionnés montrent que, en ce qui concerne le premier KPI, la solution technologique la plus performante en termes d'environnement est représentée par le moteur à gaz à allumage commandé, suivi par le bicarburant à haute pression (Iannaccone et al. 2020).

5.6.1.4 Oxydes d'azote (oxydes d'azote)

Selon l'étude menée par Iannaccone et al. (2020), les émissions de NOx semblent être significativement plus faibles dans un moteur bicarburant à basse pression que dans les autres types de carburant. Les émissions de NOx dépendent de manière significative de la température de combustion, et augmentent lorsque la température de combustion s'élève. L'utilisation de moteurs au GNL a permis d'atteindre une réduction des émissions d'environ 70 à 90% par rapport aux moteurs au HFO. Selon l'étude de Balcombe et al. (2019) grâce au processus de combustion mis en œuvre dans les moteurs à bicarburant, une réduction des émissions de NOx de 80-85% par rapport aux moteurs HFO peut être atteinte.

En comparant les émissions produites par les moteurs au GNL et au MGO, l'étude menée par Hwang et al. (2019), permet d'identifier certains des principaux facteurs d'émission en relation avec l'utilisation de différentes solutions technologiques et de combustibles/combustibles marins. En ce qui concerne les NOx, les facteurs d'émission sont égaux à $1,4 \times 10^{-2}$ Kg/Kg de carburant consommé, dans le cas des moteurs GNL, et égaux à $8,7 \times 10^{-2}$ Kg de carburant consommé, dans le cas des moteurs MGO. Le GNL présente donc une réduction d'environ 16% par rapport aux moteurs à combustible marin.

5.6.1.5 Dioxyde de carbone

La plupart des contributions scientifiques examinées montrent comment, grâce à l'utilisation de moteurs au GNL, il est possible d'obtenir une efficacité environnementale significative également en termes d'émissions de CO₂. Les émissions de ce composé sont en effet réduites d'environ 20-30% par rapport aux moteurs HFO et MDO (Burel et al. 2013). Cela peut être attribué à la composition du gaz naturel, qui a une teneur plus élevée en hydrogène.

D'autre part, en ce qui concerne la comparaison entre les moteurs GNL et les moteurs MGO, dans l'étude de Hwang et al. (2019), il ressort une réduction des émissions de CO₂ par les moteurs GNL par rapport aux moteurs MGO de 14,3%. Plus précisément, dans l'étude menée en utilisant un vraquier de 50 000 TPL comme champ d'investigation empirique, un facteur d'émission de 2,75 kg de CO₂ pour chaque kg de carburant consommé dans le cas du GNL est apparu, comparé au facteur MGO de 3,21 kg de CO₂ (Hwang et al. 2019).

Iannaccone et al. (2020) en comparant en termes d'émissions de CO₂ entre les types de moteurs GNL et MGO en utilisant 4 KPI, ils ont utilisé l'indicateur d'impact sur le réchauffement climatique comme indicateur de performance: les résultats obtenus ont montré que le moteur le plus efficace sur le plan environnemental est le bicarburant haute pression.

Ci-dessous, nous reportons dans le Tableau 34, les indicateurs, non normalisés, obtenus à partir de l'analyse menée par Iannaccone et al. (2020).

Indicateur	<i>Bicarburant basse pression</i>	<i>Bicarburant haute pression</i>	<i>Allumage par étincelle à combustion pauvre</i>	<i>Système de carburant MGO</i>	<i>Unité</i>
Environnement					
GW	2.49 x 10 ⁷	2.13 x 10 ⁷	2.90 x 10 ⁷	3.30 x 10 ⁷	kg d'éq. CO ₂ /an
RA	3.06 x 10 ⁴	4.88 x 10 ⁴	2.24 x 10 ⁴	8.95 x 10 ⁴	kg d'éq. SO ₂ /an
HT	7.43 x 10 ⁴	1.18 x 10 ⁵	5.45 x 10 ⁴	1.59 x 10 ⁵	kg 1,4-dichlorobenzène éq./an
UE	7.59 x 10 ³	1.23 x 10 ⁴	5.77 x 10 ³	1.60 x 10 ⁴	kg P034-
Économie					
Pri	206.68	211.22	207.90	298.20	M€
Sécurité intrinsèque					
HI	17.92	27.26	17.26	16.75	m ² /y

Tableau 34 - Résumé des valeurs non normalisées pour les indicateurs d'impact et les KPI de niveau 1

5.6.1.6 PM ET VOC

Parmi les avantages environnementaux liés à l'utilisation du GNL, la littérature académique et les analyses empiriques réalisées à ce jour ont également mis en évidence la possibilité d'atteindre une réduction des particules fines, appelées PM, d'environ 90% par rapport aux moteurs HFO et d'environ 50% par rapport aux différents types de carburants/combustibles plus nobles (Biofuel, Méthanol, Hydrogène avec piles à combustible marines). La production

d'émissions de particules est donc très faible ou presque totalement éliminée (Brynolf et al. 2014).

En termes de facteurs d'émission, obtenus à partir de l'étude précitée de Hwang et al. (2019), les données empiriques montrent que l'utilisation du GNL dans le contexte des ports maritimes entraîne un facteur d'émission de $1,8 \times 10^{-4}$ Kg de PM par kg de carburant consommé, tandis que pour les moteurs MGO, le même facteur d'émission entraîne $9,7 \times 10^{-4}$ Kg de PM par kg de carburant consommé.

En ce qui concerne les VOC, qui consistent en des composés organiques volatils, d'autre part, les facteurs d'émission, dans l'étude de Hwang et al. (2019) sont calculés comme 3×10^{-3} Kg de VOC par Kg de carburant consommé pour le GNL et $3,08 \times 10^{-3}$ dans le cas de l'utilisation de MGO, respectivement.

5.6.1.7 *Autres émissions de GHC*

Le même avantage qui implique une réduction des émissions de NOx, c'est-à-dire une réduction des émissions de NOx lorsque la température baisse, implique également un compromis en termes d'émissions de CH₄, qui au contraire augmentent. De ce point de vue, il est nécessaire de souligner que l'augmentation de la température implique plutôt une réduction du glissement dit de méthane, c'est-à-dire une réduction des émissions de CH₄. Grâce à l'utilisation de moteurs bicarburants à haute pression, l'émission de méthane serait d'environ 0,2% du débit, mais ne permettrait pas d'atteindre les normes imposées par le niveau 3, en termes d'émissions de NOx (Balcombe et al. 2019).

Les émissions de CH₄ sont en moyenne plus élevées lors de l'utilisation de moteurs au GNL, qu'il s'agisse de moteurs à bicarburants ou de moteurs à gaz à allumage commandé, par rapport aux autres types de moteurs. Cela dépend principalement de la fuite de méthane émise par les moteurs, mais ces données relatives à la fuite de méthane sont en fait également liées à la gestion de toutes les phases du cycle de vie du combustible, ce qui implique d'analyser l'ensemble de la chaîne de production, ce qui, dans le cas du GNL, est plus critique (Bengtsson et al. 2011). Il faut donc souligner l'importance de limiter les pertes de méthane afin de rendre le GNL avantageux par rapport aux autres types de carburant.

5.6.1.8 *Méthodologies utilisées dans les documents et leurs facteurs d'émission*

En ce qui concerne la méthodologie appliquée dans les articles examinés, 3 techniques d'analyse distinctes ont émergé: Well-to-Tank (WtT), Well-to-Wake (WtW), Tank-to-Wake (TtW). La Figure 86 résume les méthodologies WtT, TtW et WtW. Le terme Tank-to-Wake, également appelé Tank-to-Propeller, décrit l'examen du cycle d'émission lié à l'utilisation du carburant dans le véhicule et aux émissions générées pendant la navigation; avec Well-to-Tank, on entend plutôt le cycle qui va de l'extraction du carburant et de sa production, jusqu'au ravitaillement du navire. La somme des deux techniques mentionnées ci-dessus constitue le Well-to-Wake.

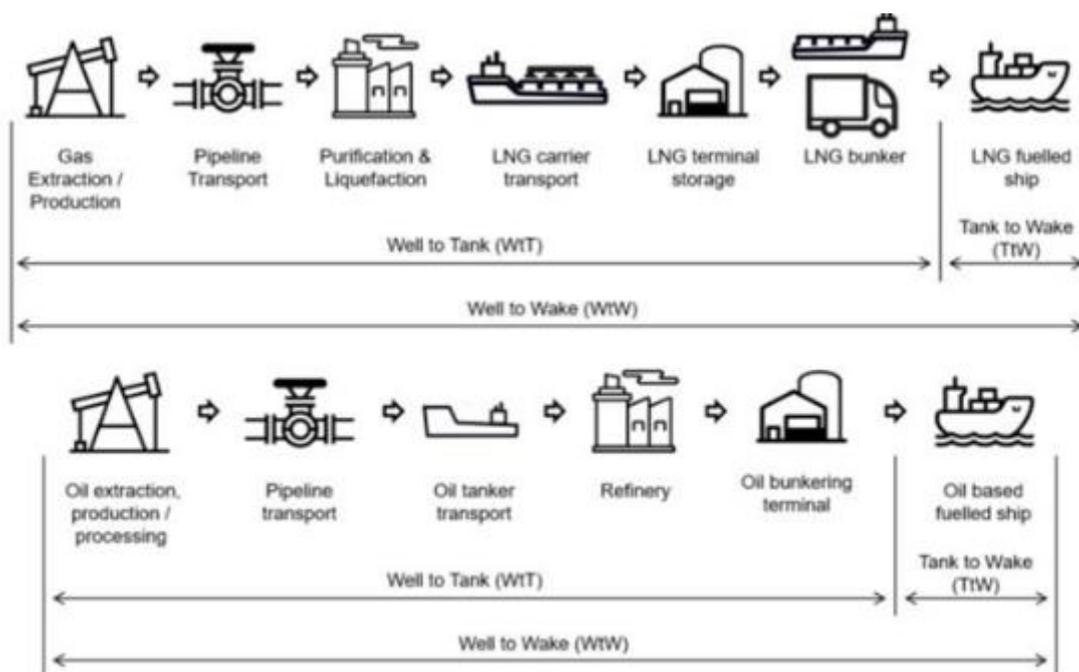


Figure 86 - Techniques d'évaluation des émissions

Enfin, à des fins d'illustration et d'explication, le Tableau 35 les facteurs d'émission utilisés dans chaque analyse, avec le document de référence correspondant.

Année	Papier	Méthodologie	Facteur d'émission	Unité	HFO	HFO (changements avec épurateur)	MGO	MGO (Changements avec SCR)	GNL	GNL (Autre date)	Combustible GTL	Combustible GTL (Changements avec SCR)	LBG	Méthanol (gaz naturel)	Méthanol (biomasse)
2011	Bengtsson et al.	Bien réveillé	CH4	g/Mj combustible	0.0005	n.d.	2.77 x 10 ⁻³	n.d.	7.83 x 10 ⁻³	0.56	0.0005	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
			CO	g/Mj combustible	0.13	n.d.	1.6 x 10 ⁻⁴	n.d.	1.08 x 10 ⁻⁴	0.24	0.13	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
			CO2	g/Mj combustible	78	n.d.	8.7 x 10 ⁻²	n.d.	1.4 x 10 ⁻²	n.d.	74	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
			N2O	g/Mj combustible	0.004	n.d.	0.004	n.d.	-	-	0.004	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
			NH3	g/Mj combustible	0.0003	n.d.	0.0003	0.0029	-	-	0.0003	0.0029	n.d.	n.d.	n.d.
			COVNM	g/Mj combustible	0.06	n.d.	0.06	n.d.	-	0.10	0.06	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
			NOx	g/Mj combustible	1.6	n.d.	1.5	0.23	0.17	0.36	1.5	0.23	n.d.	n.d.	n.d.
			PM10	g/Mj combustible	0.093	0.071	0.034	n.d.	0.009	0.004	0.034	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
SO2	g/Mj combustible	0.5	0.05	0.05	n.d.	0	0	0	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.			
2014	Brynolf et al.	Tank-to-Wake	C2H6	g/Mj combustible	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0.073	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
			C3H8	g/Mj combustible	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0.019	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
			CH4	g/Mj combustible	0.00045	n.d.	n.d.	n.d.	0.71	n.d.	n.d.	n.d.	0.79	n.d.	n.d.
			CO	g/Mj combustible	0.13	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
			CO2 biomasse	g/Mj combustible	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	52	n.d.	69
			CO2 (origine fossile)	g/Mj combustible	77	n.d.	n.d.	n.d.	54	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	69	n.d.
			N2O	g/Mj combustible	0.0035	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
			NH3	g/Mj combustible	0.0003	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
			COVNM	g/Mj combustible	0.056	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
			NOx	g/Mj combustible	1.6	n.d.	n.d.	n.d.	0.11	n.d.	n.d.	n.d.	0.11	0.28	0.28
			PM10	g/Mj combustible	0.093	n.d.	n.d.	n.d.	0.0043	n.d.	n.d.	n.d.	0.0043	0.0043	0.0043
		SO2	g/Mj combustible	0.69	n.d.	n.d.	n.d.	0.00056	n.d.	n.d.	n.d.	0.00058	n.d.	n.d.	
		Du puits au réservoir	C2H6	g/Mj combustible	0.0037	n.d.	n.d.	n.d.	0.0057	n.d.	n.d.	n.d.	0.000043	0.00044	0.000050
			C3H8	g/Mj combustible	0.0067	n.d.	n.d.	n.d.	0.027	n.d.	n.d.	n.d.	0.000077	0.00025	0.00014
			CH2O	g/Mj combustible	5.6 x 10 ⁻⁶	n.d.	n.d.	n.d.	6.2 x 10 ⁸	n.d.	n.d.	n.d.	6.2 x 10 ⁸	0.0028	1.2 x 10 ⁻⁷
			CH4	g/Mj combustible	0.072	n.d.	n.d.	n.d.	0.033	n.d.	n.d.	n.d.	0.18	0.011	0.042
			CO	g/Mj combustible	0.0092	n.d.	n.d.	n.d.	0.0027	n.d.	n.d.	n.d.	0.0096	0.0063	0.025

Année	Papier	Méthodologie	Facteur d'émission	Unité	HFO	HFO (changements avec épurateur)	MGO	MGO (Changements avec SCR)	GNL	GNL (Autre date)	Combustible GTL	Combustible GTL (Changements avec SCR)	LBG	Méthanol (gaz naturel)	Méthanol (biomasse)		
			CO2 biomasse	g/Mj combustible	-	n.d.	-	n.d.	-	n.d.	n.d.	n.d.	97	-	-		
			CO2 (origine fossile)	g/Mj combustible	6.7	n.d.	n.d.	n.d.	8.3	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	27	20	17	
			N2O	g/Mj combustible	0.00016	n.d.	n.d.	n.d.	0.00017	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0.00033	0.00029	0.00022	
			NH3	g/Mj combustible	0.000074	n.d.	n.d.	n.d.	7.7 x 10 ⁻⁷	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0.000083	5.1 x 10 ⁻⁶	0.000051	
			COVNM	g/Mj combustible	0.000082	n.d.	n.d.	n.d.	0.00069	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0.0087	0.011	0.014	
			NOx	g/Mj combustible	0.021	n.d.	n.d.	n.d.	0.0095	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0.053	0.046	0.056	
			PM10	g/Mj combustible	0.0011	n.d.	n.d.	n.d.	0.00032	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0.018	0.00057	0.011	
			SO2	g/Mj combustible	0.039	n.d.	n.d.	n.d.	0.00083	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0.073	0.0021	0.048	
2019	Hwang et al.	Tank-to-Wake	CH4	Kg/Kg de carburant	n.d.	n.d.	6.0 x 10 ⁻⁵	n.d.	5.0 x 10 ⁻²	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		
			CO	Kg/Kg de carburant	n.d.	n.d.	2.77 x 10 ⁻³	n.d.	7.83 x 10 ⁻³	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	
			CO2	Kg/Kg de carburant	n.d.	n.d.	3.21	n.d.	2.75	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	
			N2O	Kg/Kg de carburant	n.d.	n.d.	1.6 x 10 ⁻⁴	n.d.	1.08 x 10 ⁻⁴	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	
			COVNM	Kg/Kg de carburant	n.d.	n.d.	3.08 x 10 ⁻³	n.d.	3.0 x 10 ⁻³	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	
			NOx	Kg/Kg de carburant	n.d.	n.d.	8.7 x 10 ⁻²	n.d.	1.4 x 10 ⁻²	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
			PM10	Kg/Kg de carburant	n.d.	n.d.	9.7 x 10 ⁻⁴	n.d.	1.8 x 10 ⁻⁴	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
SO2	Kg/Kg de carburant	n.d.	n.d.	1.0 x 10 ⁻³	n.d.	-	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.			

Tableau 35 - Résumé des facteurs d'émission utilisés dans les documents avec spécification de la méthodologie appliquée

5.6.2 Profils méthodologiques relatifs à l'estimation des coûts et bénéfices environnementaux de l'utilisation du GNL.

Une fois que le cadre théorique pour la catégorisation des coûts et bénéfices environnementaux possibles liés à l'utilisation du GNL pour la propulsion marine a été identifié, cette section du document examine d'abord l'état de l'art lié aux approches méthodologiques pour la quantification des coûts/bénéfices susmentionnés, en se référant aux principales méthodologies utilisées d'un point de vue opérationnel par les spécialistes, les techniciens et les autorités compétentes.

Ensuite, nous procédons à la délimitation détaillée de l'objet d'étude et du champ d'analyse en nous référant spécifiquement au Projet SIGNAL pour les besoins de ce document.

5.6.2.1 Approches méthodologiques pour la quantification des coûts et bénéfices environnementaux liés au GNL: l'état de l'art

L'introduction du GNL comme carburant marin peut contribuer de manière significative à la réduction des émissions et de la pollution produites par l'ensemble de l'industrie maritime-portuaire, puisque le GNL présente des avantages environnementaux importants par rapport à l'utilisation de carburants marins et de carburants traditionnellement utilisés dans le transport maritime. À cet égard, la littérature et les documents spécialisés établis au niveau international montrent que les plus grands avantages liés à l'utilisation du GNL concernent principalement les émissions de SO_x, NO_x, PM et, au moins en partie, de CO₂.

Le problème fondamental lié à la quantification des avantages environnementaux de l'utilisation du GNL dans le contexte des ports maritimes provient du fait que les résultats de l'analyse et donc l'évaluation finale dépendent strictement d'au moins trois éléments:

1. la délimitation du champ d'étude;
2. le choix de l'approche méthodologique globale retenue pour parvenir à l'estimation/quantification des impacts;
3. les facteurs d'émission spécifiques utilisés pour faire les estimations.

En ce qui concerne le premier aspect, dans ce cas, la délimitation du champ de l'étude se réfère à la définition du type d'émissions et de polluants à inclure dans l'évaluation des coûts/bénéfices environnementaux.

En ce qui concerne le choix de l'approche méthodologique adoptée, en revanche, le choix de la phase du cycle de vie du combustible à prendre en compte est de première importance. En fait, certaines études ne considèrent que les effets liés aux phases du réservoir à l'hélice (TTP), tandis que d'autres étendent l'évaluation aux phases du cycle en amont, c'est-à-dire qu'elles incluent les impacts liés à la phase du puits au réservoir (WTT).

Sous ce profil, à titre de simplification, considérons les données rapportées dans la Figura 87 suivante, qui montrent comment l'adoption des deux perspectives peut conduire à des résultats très différents, par exemple en ce qui concerne l'utilisation de l'hydrogène.

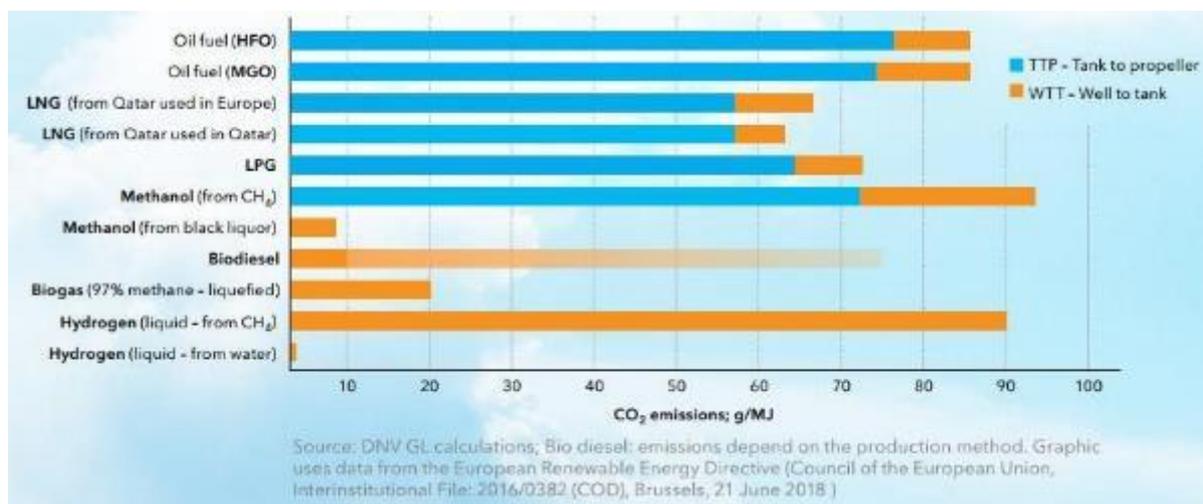


Figura 87 - Emissioni di CO₂ relative a diversi combustibili/carburanti alternativi (DNV-GL, "Assessment of selected alternative fuels and technologies" (avril 2019))

De plus, toujours au niveau méthodologique, le choix des moteurs à utiliser comme référence pour la comparaison en termes d'impacts environnementaux liés aux différents carburants semble ne pas être neutre par rapport aux résultats finaux obtenus (voir Figura 88 et Tableau 36).

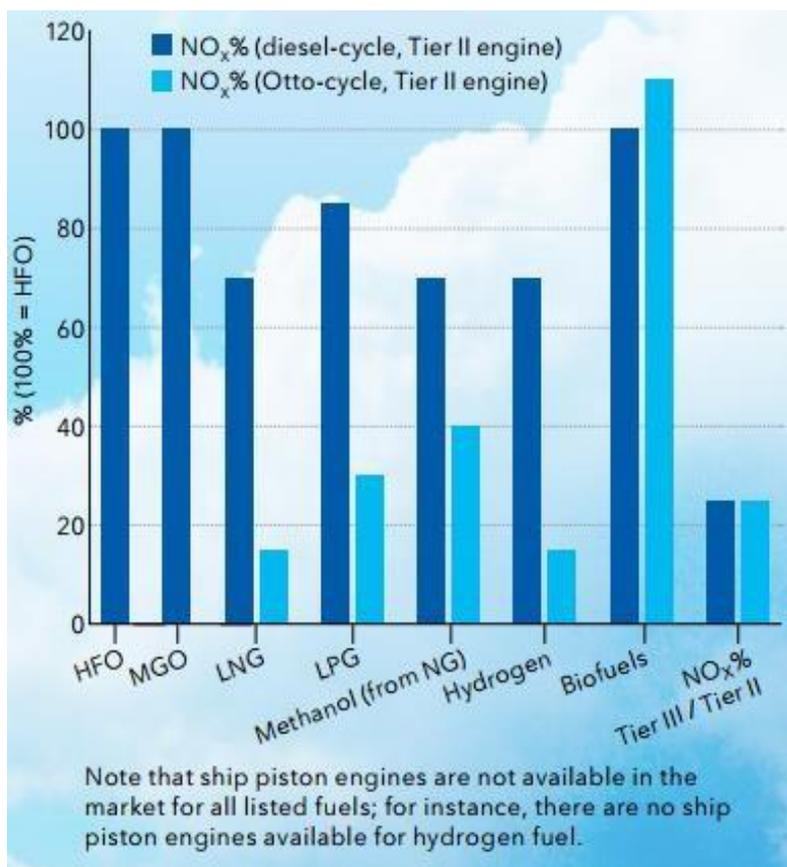


Figura 88 - Emissioni di NOx relative a diversi combustibili/carburanti alternativi (DNV-GL, "Assessment of selected alternative fuels and technologies" (avril 2019))

Emission component	Emission reduction with LNG as fuel	Comments
SO _x	100%	Complies with ECA and global sulphur cap
NOx, low-pressure engines (Otto cycle)	85%	Complies ECA 2016 Tier III regulations
NOx, high-pressure engines (Diesel cycle)	40%	Need EGR/SCR to comply with ECA 2016 Tier III regulations
CO ₂	25-30%	Benefit for the EEDI requirement, no other regulations (yet)
Particulate matter	95-100%	No regulations (yet)

Tableau 36 - Utilisation du GNL comme carburant pour la propulsion marine: implications du type de moteur sur l'impact environnemental produit en termes de Nox³⁰.

Quant au troisième profil, le choix spécifique des "facteurs d'émission" à utiliser pour chaque type de combustible, il convient de mentionner que les facteurs dits d'émission pour le combustible marin permettent une comparaison rapide des impacts environnementaux liés à l'utilisation de chaque type de combustible, mais ils posent le problème du choix de l'unité de mesure et des paramètres exacts à utiliser.

³⁰ (DNV-GL, "Assessment of selected alternative fuels and technologies" (avril 2019)).

En ce sens, le Tableau 37 présente des données sur les facteurs d'émission liés à certains des carburants/combustibles marins les plus populaires (HFO - fioul lourd et MDO - diesel marin), comparés à ceux liés au GNL (gaz naturel liquéfié.), comme l'indique l'Organisation maritime internationale (IMO, 2014).

SOx	0.049	0.003	Trace
CO ₂	3.114	3.206	2.750
CH ₄	Trace	Trace	0.051
NOx	0.093	0.087	0.008
PM	0.007	0.001	trace

Tableau 37 - Facteurs d'émission pour les combustibles marins (g/g de combustible) - Source: IMO (2014)

Les facteurs d'émission, cependant, peuvent varier de manière significative en raison de plusieurs variables clés telles que, mais sans s'y limiter, l'origine géographique du combustible ou du carburant, comme le montre le Tableau 38 suivant.

COMPARISON OF EMISSIONS FROM DIFFERENT FUELS					
Data from DNV No. 2011-1449, Rev. 1 (Tab 16 mainly); DNV NO 2012-0719	CO ₂ equivalent [g/MJ] (Tab 3, DNV-2012-0719)			% CO ₂ (HFO = 100%)	
	Well-to-tank CO ₂ emissions (WTT)	Tank To Propeller CO ₂ emissions (TTP)	Total CO ₂ emissions	% total	% Tank To Propeller
Oil fuel (HFO)	9.80	77.70	87.50	100.00	100.00
Oil fuel (MGO)	12.70	74.40	87.10	99.54	95.75
LNG (from Qatar used in Europe)	10.70	69.50	80.20	91.66	89.45
LNG (from Qatar used in Qatar)	7.70	69.50	77.20	88.23	89.45

Tableau 38 - Comparazione delle emissioni connesse a diversi fuels (DNV-GL, "Assessment of selected alternative fuels and technologies" (avril 2019).

5.6.2.2 Méthodologies ARPAV

En raison des réglementations de plus en plus strictes sur les émissions à l'intérieur et à l'extérieur des zones côtières et portuaires, tant en Europe que dans le monde entier, de nombreux acteurs institutionnels ont commencé à mener des recherches sur le terrain et sur le pont afin d'examiner en détail les coûts et les avantages environnementaux liés à l'utilisation du GNL.

D'un point de vue méthodologique, en particulier, l'Agence régionale pour la prévention de l'environnement de la Vénétie (ARPAV) a publié deux contributions particulièrement détaillées en 2007 et 2013. Dans le document "Le emissioni da attività portuale" (Les émissions des activités portuaires), publié en février 2007, ARPAV identifie deux méthodologies distinctes pour estimer les coûts et les bénéfices environnementaux associés à l'utilisation du GNL dans le contexte maritime particulier: la première est simplifiée, tandis que la seconde est détaillée.

La méthodologie simplifiée est suggérée par ARPAV dans le cas où l'on examine des réalités portuaires ou côtières pour lesquelles on ne dispose pas d'informations détaillées sur les opérations portuaires (pilotage, amarrage, embarquement/débarquement, etc.) ou lorsque le trafic maritime est principalement lié au passage de navires dans les eaux portuaires sans opérations d'amarrage ou de stationnement. L'application de la

méthodologie simplifiée en question nécessite la disponibilité de 4 types d'informations afin de déterminer les émissions produites, à savoir:

- type de navire
- nombre de jours de navigation
- type de moteur
- le type de carburant utilisé.

Compte tenu de ces informations, la production totale sera alors le résultat de:

$$E_i = \sum_{jkl} E_{ijkl}$$

con

$$E_{ijkl} = S_{jk}(GT) \cdot t_{jkl} \cdot F_{ijl}$$

Où:

- i = type de polluant;
- j = type de carburant;
- k = type de navire;
- l = type de moteur;
- E_i = émission totale pour le polluant i - esimo;
- E_{ijkl} = émission totale pour le polluant i - esimo due à l'utilisation du carburant j, sur un navire de type k et avec un moteur de type l;
- $S_{jk}(GT)$ = consommation journalière de carburant j pour le type de navire k;
- t_{jkl} = jours de navigation du navire de type k avec le type de moteur l et le type de carburant j;
- F_{ijl} = facteur d'émission moyen du polluant i dans les moteurs de type l avec le type de carburant j.

La méthodologie détaillée, en revanche, peut être utilisée lorsque, pour chaque navire transitant dans le port, il est possible d'identifier et de distinguer les différentes phases au cours desquelles les émissions peuvent être générées, à savoir:

- Approche ou amarrage au port;
- Stationnement au port;
- Départ du port;

- Navigation.

Pour appliquer correctement la méthodologie détaillée, il faut disposer de données et d'informations sur le nombre de jours qu'un navire donné passe dans chacune des phases susmentionnées, en plus des variables déjà vues pour la méthodologie simplifiée (c'est-à-dire: type de navire; nombre de jours en mer; type de moteur; type de carburant utilisé). La multiplicité des données nécessaires à la réalisation de ce type d'analyse rend l'application de cette méthodologie peu fréquente dans la pratique. Cependant, étant donné cette information, dans ce cas, l'émission totale sera donnée par:

$$E_i = \sum_{jklm} E_{ijklm}$$

con

$$E_{ijklm} = S_{jkm}(GT) \cdot t_{jklm} \cdot F_{ijlm}$$

Où:

- m = type de phase;
- Eijklm=émission totale pour le polluant i - esimo due à l'utilisation du carburant j, sur un navire de type k, avec un moteur de type l et à l'étape m;
- S_{jkm}(GT) = consommation quotidienne de carburant j pour le type de navire k à l'étape m;
- t_{jklm} = jours de navigation du navire de type k avec le type de moteur l, le type de carburant j et à l'étape m;
- F_{ijlm} = facteur d'émission moyen du ième polluant dans les moteurs de type l avec un carburant de type j pendant la phase m.

En particulier, en ce qui concerne les résultats des analyses, obtenus selon la méthodologie détaillée, le Tableau 39 montre les émissions globales divisées par les différents types de polluants et par la méthodologie appliquée.

attività	stima	emissione (t/anno)					
		NOx	SO2	CO2	CO	HC	PM
80402 - nazionale	bottom-up senza rimorchiatori	544.3274	518.6646	30733.9762	71.5418	48.7758	76.6388
	bottom-up con rimorchiatori	579.1443	555.6575	33039.8695	76.9094	52.6201	83.6747
	top-down APAT	803.2105	SOx = 945.2997	93708.4265	10127.3495	COV = 4789.6938	50.2438
80404 - internazionale	bottom-up senza rimorchiatori	2952.4346	2806.4367	166884.1530	388.4689	259.2288	409.5873
	bottom-up con rimorchiatori	3068.7507	2930.0225	174587.6724	406.4010	272.0720	433.0928
	top-down APAT	-	-	-	-	-	-
80402 + 80404	bottom-up senza rimorchiatori	3496.7620	3325.1012	197618.1292	460.0107	308.0046	486.2261
	bottom-up con rimorchiatori	3647.8950	3485.6800	207627.5419	483.3104	324.6922	516.7676
	top-down APAT	-	-	-	-	-	-

Tableau 39 - Résultat de l'estimation des émissions portuaires avec l'approche ascendante et comparaison avec l'estimation descendante de l'APAT - 2000 (Source: Arpav 2007)

Dans l'étude suivante publiée en 2013, toujours par ARPAV, la procédure Tier 3 EMEP/EEA d'estimation des émissions est mentionnée, selon laquelle il est nécessaire d'estimer la puissance installée du moteur principal et des auxiliaires, en partant de la jauge brute de chaque navire.

La puissance installée du moteur principal est calculée selon les fonctions dépendant de la jauge brute (GT) et de la catégorie à laquelle appartient le navire. En ce qui concerne la puissance installée du moteur auxiliaire, elle est calculée comme un pourcentage spécifique de la puissance installée du moteur principal. L'émission totale sera ensuite calculée à partir de l'équation suivante:

$$E_{Trip,i,j,m} = \sum_P [T_P \sum_e (P_e \times LF_e \times EF_{e,i,j,m,p})]$$

Où:

- E_{Trip}=Emission d'un voyage (tonnes);
- E_F= Facteur d'émission (g/Kwh), en fonction du type de navire;
- L_F=facteur de charge du moteur (%);
- P= puissance nominale du moteur (kW);
- p = phase de navigation (croisière, stationnaire, manœuvre);
- T_p=temps pris dans une phase de navigation donnée (h);
- e=catégorie de moteur (principal, auxiliaire);
- I = polluant (NOx, NMVOC, PM);
- j=type de moteur (diesel à basse, moyenne et haute vitesse, turbine à gaz, turbine à vapeur);

- m=type de carburant (fuel, gasoil marin, essence).

La procédure Tier 3 de l'EMEP/AEE prévoit également la possibilité, en cas de manque d'informations sur le type de moteur et de carburant utilisé par le navire individuel, de se référer à des distributions statistiques, liées aux classes de moteurs et de carburants, basées sur les données enregistrées des flottes de référence.

Le Tableau 40 le pourcentage de moteurs installés répartis par type de moteur et par classe, ces données sont relatives à la flotte enregistrée en 2010.

Ship category	SSD MDO /MGO	SSD BFO	MSD MDO /MGO	MSD BFO	HSD MDO /MGO	HSD BFO	GT MDO /MGO	GT BFO	ST MDO /MGO	ST BFO
Liquid bulk ships	0.87	74.08	3.17	20.47	0.52	0.75	0.00	0.14	0.00	0.00
Dry bulk carriers	0.37	91.63	0.63	7.29	0.06	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00
Container	1.23	92.98	0.11	5.56	0.03	0.09	0.00	0.00	0.00	0.00
General cargo	0.36	44.59	8.48	41.71	4.30	0.45	0.00	0.10	0.00	0.00
Ro Ro Cargo	0.17	20.09	9.86	59.82	5.57	2.23	2.27	0.00	0.00	0.00
Passenger	0.00	3.81	5.68	76.98	3.68	1.76	4.79	3.29	0.00	0.02
Fishing	0.00	0.00	84.42	3.82	11.76	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Others	0.48	30.14	29.54	19.63	16.67	2.96	0.38	0.20	0.00	0.00
Tugs	0.00	0.00	39.99	6.14	52.80	0.78	0.28	0.00	0.00	0.00

Tableau 40 - Pourcentage de moteurs installés répartis par type et classe de moteur (Source: Arpav 2013)

5.6.2.3 Méthodologie de l'Autorité portuaire de Salerne

Un autre sujet institutionnel à avoir proposé une méthodologie pour le calcul des émissions dérivant du trafic naval est l'ancienne Autorité Portuaire de Salerne qui, en 2013, dans son étude dédiée à l'adaptation technique et fonctionnelle du Port Commercial de Salerne, a réalisé une analyse détaillée de l'impact environnemental lié à l'utilisation de différentes formes de carburants dans le contexte maritime-portuaire.

Plus précisément, elle a identifié deux approches d'analyse distinctes: la première s'est concentrée sur la détermination quantitative des émissions causées directement par les zones et les aires portuaires, la seconde a visé à identifier et à évaluer les facteurs indirects qui augmentent les émissions, qui sont donc attribuables à l'infrastructure mais ne sont pas directement générées par celle-ci.

Pour la première partie de l'analyse, il a été fait référence à la section 1.A.3d "Navigation GB2009 update March 2011", du document "Air Pollutant Emission Inventory Guidebook 2009", qui traite de tous les modes de transport par voie d'eau (de la navigation de plaisance à la navigation océanique), en incluant également les moteurs diesel ainsi que les turbines à vapeur et à gaz.

Les processus d'émission produits par la navigation peuvent être attribués à deux sources principales:

- Les moteurs principaux, utilisés pour la propulsion;
- Moteurs auxiliaires, utilisés pour la puissance et les services.

En fonction des informations disponibles, trois méthodes distinctes sont proposées ci-dessous et présentées sous forme d'organigramme de la méthodologie dans la Figure 89- Arbre de décision pour l'évaluation des émissions provenant des activités de transport maritime :

- TIER 1, lorsque les données pour le type de combustible sont connues et lorsque la source n'est pas considérée comme source principale;
- TIER 2, où des informations sur le type de mouvement sont disponibles;
- TIER 3, où l'on dispose d'informations sur les mouvements des navires par type de moteur et par type de manœuvre. Cette méthodologie est donc basée sur les mouvements des navires individuels et leurs caractéristiques techniques en termes de type de moteur et de type de carburant utilisé: cela permet d'évaluer à la fois les émissions globales et les facteurs d'émission des sources individuelles. Cette même méthodologie est ensuite déclinée en deux autres approches méthodologiques en fonction des informations spécifiques connues:
 - La première est utilisée lorsque la quantité de carburant est connue;
 - La seconde est que la quantité de carburant consommée n'est pas connue.

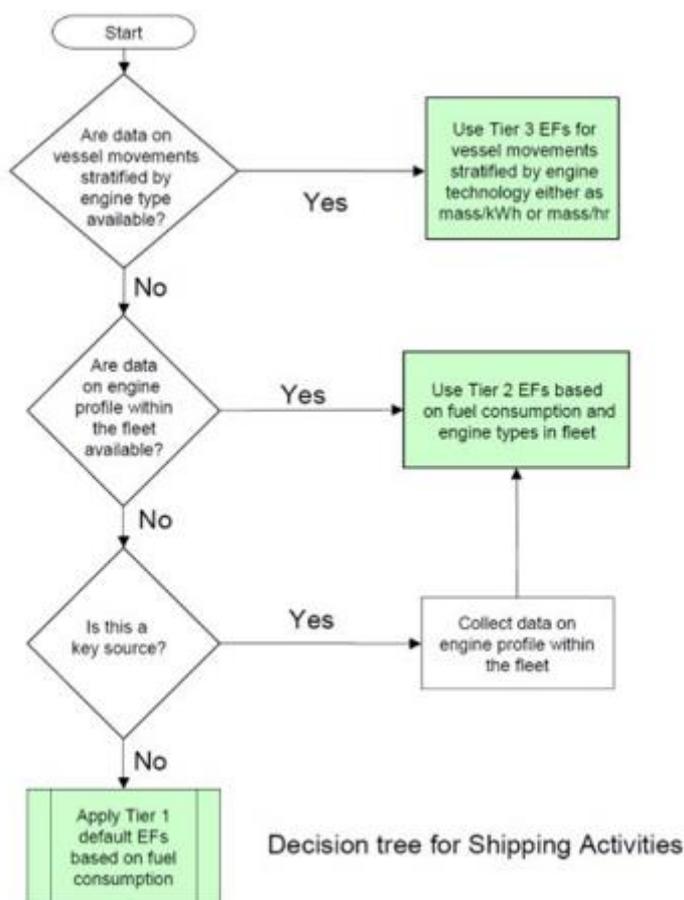


Figure 89- Arbre de décision pour l'évaluation des émissions provenant des activités de transport maritime

5.6.2.4 Méthodologie de la société de conseil Techne Consulting

Techne Consulting, une société de conseil qui s'occupe de l'étude, de la recherche et du développement de modèles logiciels dans le secteur de l'environnement et de l'énergie, a présenté en 2017 une étude visant à étudier les émissions du système portuaire, y compris la méthodologie, le logiciel et l'application au cas des ports liguriens. L'évaluation des émissions a été réalisée en divisant l'analyse en deux: la première visait à étudier les émissions produites par les activités de manœuvre et de stationnement des navires et des remorqueurs, la seconde au contraire, en se concentrant sur les activités portuaires à terre, y compris dans cette catégorie:

- Manipulation de produits pétroliers;
- Manipulation de combustibles solides et autres matières pulvérulentes;
- Manipulation de véhicules de service pour les activités portuaires;
- Entretien des navires;

- La circulation et le stationnement des véhicules à roues sur le réseau routier à l'intérieur des zones portuaires.

En ce qui concerne la première analyse, les émissions, quantifiées par navire, par heure et par année interne, ont été calculées à partir de:

- L'évaluation de la consommation de carburant en stationnaire et en manœuvre: ces consommations ont été déterminées par la puissance des moteurs de chaque navire, l'évaluation sur la charge des moteurs dans les différentes phases et par des fonctions appropriées qui expriment la consommation en fonction de la puissance;
- Facteurs d'émission, en utilisant le guide EMEP/EEA comme source.

Il est donc évident que, selon les données disponibles, une méthodologie est préférable à une autre et, bien que certains organismes et institutions fournissent des techniques de calcul et d'analyse basées sur des distributions statistiques, le calcul des émissions, et donc aussi la comparaison précise entre les solutions alternatives pour la propulsion des navires en raison de l'impact environnemental produit, sont influencés par une pluralité de facteurs externes et subjectifs, découlant à la fois de la disponibilité des données, de leur niveau de mise à jour et, en ce qui concerne le calcul de la consommation de carburant, des paramètres utilisés en relation avec les différents facteurs d'émission.

5.6.3 Délimitation de l'objet de l'analyse et définition des alternatives méthodologiques applicables au projet SIGNAL.

Afin d'estimer le bénéfice, en termes de réduction des émissions de CO₂, NO_x, PM et SO_x, produit par le "passage" des carburants marins traditionnels, comme le HFO, à des carburants plus innovants et moins polluants comme le GNL, il a été décidé d'étudier deux méthodes, toutes deux basées sur la logique des "pairs".

La logique des "pairs" susmentionnée permet de comparer les moteurs de nouvelle génération des navires alimentés au GNL et, en particulier, leur consommation relative, avec la consommation des moteurs traditionnels du secteur maritime, alimentés principalement au HFO, comme s'il s'agissait d'une remise à neuf.

En fait, sur la base de cette logique, il a été supposé de comparer, par rapport à la flotte GNL employée dans la zone MED, une flotte alimentée au HFO, supposée être employée sur les mêmes routes que la flotte GNL et avec des caractéristiques techniques similaires en termes de taille (GT, Deadweight), de type de navire, ainsi que de type et de puissance de moteur. Une telle flotte a été définie comme "Peers HFO". Toutes choses égales par ailleurs, les variables ayant le plus d'impact sur le choix d'identifier la flotte "pairs HFO" sont celles relatives au moteur principal, comme indiqué ci-dessous:

- Conception du moteur: fabricant du moteur principal;
- Course du moteur: 2 ou 4 temps;

- Cylindre du moteur: Nombre de cylindres du moteur;
- Numéro du moteur: nombre de moteurs;
- RPM du moteur: nombre de tours du moteur par minute;
- Puissance du moteur KW/H: Puissance du moteur en termes de kilowattheures.

En identifiant la flotte "pairs au HFO", il a été possible de comparer la consommation des deux flottes sur une période de temps préétablie (un an) et, par la suite, en appliquant un taux de conversion en émissions des carburants analysés, HFO et GNL, identifié sur la base des spécifications techniques des différents moteurs (design et puissance en KW/h), d'estimer les émissions des deux flottes. En comparant les émissions des deux flottes, il est donc possible d'identifier l'avantage environnemental de passer des formes traditionnelles de propulsion des navires à des solutions plus innovantes. La raison de l'utilisation de la logique "pairs" est due au fait que les navires "pairs HFO" sont considérés comme représentant, avant une opération de conversion (réaménagement), les navires de la flotte GNL utilisés dans le MED, au cas où ceux-ci auraient été convertis et non construits. Dans la Figure 90, un exemple de la logique de "réadaptation" utilisée dans l'identification des pairs. Il s'agit évidemment d'une abstraction visant à comprendre l'avantage environnemental de l'introduction de nouveaux navires au GNL au lieu de continuer à utiliser des navires à propulsion traditionnelle.



Figure 90 -: Logique de réaménagement pour identifier la flotte "pairs HFO" par rapport à la flotte alimentée au GNL

L'identification de la flotte "pairs" de navires fonctionnant au HFO a été effectuée à la fois par rapport aux navires fonctionnant au GNL actuellement en service et par rapport à ceux en commande ou en construction dans les chantiers navals.

De 2020 à 2025, afin d'estimer la demande maritime de HFO et les émissions qui y sont liées, la méthode analytique a été utilisée, en se basant sur les commandes aux chantiers navals, en mettant à jour la flotte "pairs HFO" de sorte qu'au cours de la période 2020-2025, celle-ci soit représentative de la taille de la future flotte GNL et de ses consommations et émissions. En ce qui concerne la période suivante, qui s'étend de 2025 à 2035, étant donné qu'on ne dispose pas de données sur les nouvelles commandes passées aux chantiers navals pour des navires alimentés au GNL, on a utilisé une méthode synthétique d'estimation des émissions, c'est-à-dire qu'on a appliqué la demande estimée de soutes des

différents types de navires de la flotte "peers HFO" par rapport à l'année 2025 aux taux de TCAC déduits de la croissance historique des flottes des différents types de navires alimentés au GNL, ce qui équivaut à la fois à la croissance de la consommation et à la croissance des émissions.

La Figure 91 taille de la flotte GNL de 2020 à 2025, entièrement reproduite dans le processus d'identification des "pairs HFO", tandis que le Tableau 41 présente les profils techniques des navires alimentés au GNL en exploitation et dans l'ordre des chantiers navals sur lesquels leurs "pairs" équivalents alimentés au HFO ont été sélectionnés. Le Tableau 42 présente les caractéristiques techniques des navires "pairs" fonctionnant au HFO.

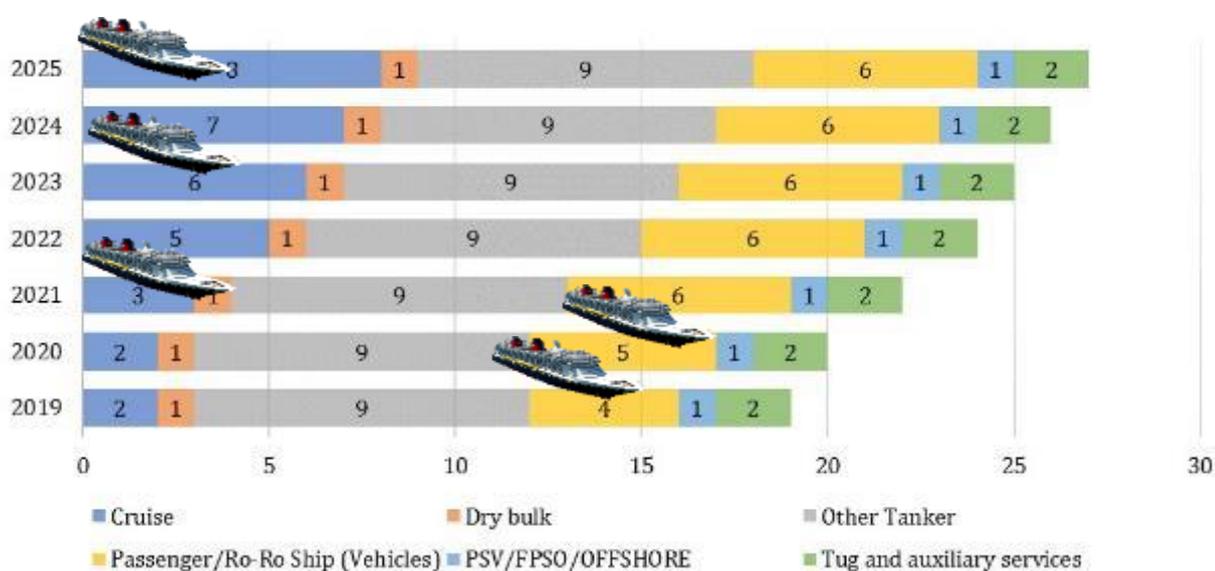


Figure 91 - Flotte de véhicules fonctionnant au GNL en exploitation et en commande

Code IMO	Nom du navire	Type de navire	Année	Poids mort	GT	Consommation de carburant Moteurs principaux	Vitesse du service	Cylindres du moteur	Conception du moteur	Modèle de moteur	Course du moteur	Nombre de moteurs	Total KW Moteur principal	HP total du moteur principal	RPM des moteurs	Code IMO	Nom du navire
9781865	AIDANOVA	Croisière	2018	12.500	183.858	NA	18	16	MaK	16M46DF	610	4	61760	83968	514	9410569	NORWEGIAN EPIC
9781889	COTE SMERALD	Croisière	2019	13.000	183.900	NA	18	16	MaK	16M46DF	610	4	61760	83968	514	9410569	NORWEGIAN EPIC
9837420	MSC EUROPE	Croisière	2022	18.000	205.700	NA	20	14	Wartsila	14V46DF	580	5	80150	108970	600	9745378	MSC SEAVIEW
9829930	ICÔNE DES MERS	Croisière	2022	13.500	200.000	NA	21	14	Wartsila	NA	580	1	NA	NA	514	9304033	LIBERTÉ DES MERS
9781891	COTE DE LA TUSCANE	Croisière	2021	13.000	184.000	NA	18	16	MaK	NA	NA	NA	NA	NA	NA	9410569	NORWEGIAN EPIC
NA	MSC WORLDCLASS 1	Croisière	2024	18.000	205.700	NA	20	14	Wartsila	NA	NA	NA	NA	NA	NA	9745378	MSC SEAVIEW
NA	MSC WORLDCLASS 2	Croisière	2025	18.000	205.700	NA	20	14	Wartsila	NA	NA	NA	NA	NA	NA	9745378	MSC SEAVIEW
NA	MSC MERAVIGLIA PLUS	Croisière	2023	13.610	181.541	NA	20	14	Wartsila	NA	NA	NA	NA	NA	NA	9745378	MSC SEAVIEW
9441130	ABEL MATUTES	Navires à passagers/rouliers (véhicules)	2010	5.300	29.670	NA	21,4	9	MaK	9M46DF	610	3	18000	24473	500	9390367	MARTIN I SOLER
9819806	ELIO	Navires à passagers/rouliers (véhicules)	2018	1.673	8.778	NA	15	6	Wartsila	6L34DF	400	3	9000	12237	720	9208394	CHAUSSEE EUROPEENNE
9498755	ALEJANDRIA HYPATIA	Navires à passagers/rouliers (véhicules)	2019	7.000	26.500	NA	24	NA	Wartsila	NA	NA	2	20610	28022	NA	9212163	BAIE DE SEINE
9498767	MARIE CURIE	Navires à passagers/rouliers (véhicules)	2019	7.000	26.375	NA	24	NA	Wartsila	NA	NA	2	20600	28008	NA	9212163	BAIE DE SEINE
9863637	ARMON GIJON G021	Navires à passagers/rouliers (véhicules)	2020	1.200	9.378	NA	35	16	Wartsila	16V31DF	430	4	35200	47856	750	9208394	CHAUSSEE EUROPEENNE
9875537	BARRERAS 1708	Navires à passagers/rouliers (véhicules)	2021	5.800	39.751	NA	26	8	Wartsila	8L46DF	580	4	36640	49816	600	9212163	BAIE DE SEINE
9772278	MIA DESGAGNES	Citerne pour produits chimiques/produits	2017	14.986	12.061	13,9	13,8	5	Wartsila	5RT-flex50DF	2050	1	5450	7410	110	9809057	DOLPHIN OCEAN
9804423	PAUL A. DESGAGNES	Citerne pour produits chimiques/produits	2018	14.980	12.061	13,9	13,8	5	Wartsila	5RT-flex50DF	2050	1	5450	7410	110	9809057	DOLPHIN OCEAN
9739812	RAMANDA	Citerne pour produits chimiques/produits	2018	17.999	12.770	8,8	13	9	Wartsila	9L34DF	400	1	4500	6118	750	9499838	T. GONUL
9804435	ROUGE A. DESGAGNES	Citerne pour produits chimiques/produits	2019	15.100	11.837	13,9	13,8	5	Wartsila	5RT-flex50DF	2050	1	5450	7410	110	9809057	DOLPHIN OCEAN
9739824	THUN VERNERN	Citerne pour produits chimiques/produits	2018	17.999	12.770	8,8	13	9	Wartsila	9L34DF	400	1	4500	6118	750	9499838	T. GONUL
9818278	FURE VEN	Citerne pour produits chimiques/produits	2019	17.993	12.770	8,8	13	9	Wartsila	9L34DF	400	1	4500	6118	750	9499838	T. GONUL
9829784	MOSTRAUM	Citerne pour produits chimiques/produits	2019	10.543	7.256	NA	12,5	9	Wartsila	9L34DF	400	1	4320	5873	720	9499838	T. GONUL
9771456	IRLANDE	Porteur de ciment	2016	7.569	4.284	NA	13	6	Wartsila	6L34DF	400	1	2999	4077	750	9103790	CAPE CINTO
9776925	PIERRE VIVANTE	Couche de câble	2018	13.815	18.886	NA	14	9	Wartsila	9L34DF	400	4	13050	17744	720	9236676	EXPLORATEUR DE L'ASEAN
9778155	MINERVA	Drague suceuse tractée	2017	2.778	3.952	NA	12	16	A.B.C.	16VDZC	310	2	4800	6526	900	9462603	DE LAPEROUSE
9372901	REINE DES VIKINGS	Navire de ravitaillement de la plate-forme	2008	6.200	6.111	15	16	6	Wartsila	6L32DF	350	4	9200	12508	750	9743057	HARVEY BLUE-SEA

Tableau 41 - Profils techniques des navires alimentés au GNL et de leurs homologues alimentés au HFO

Code IMO	Nom du navire	Type de navire	Année	Poids mort	GT	Vitesse du service	Consommation de carburant Moteurs principaux	Cylindres du moteur	Conception du moteur	Modèle de moteur	Course du moteur	Nombre de moteurs	Total KW Moteur principal	HP total du moteur principal	RPM des moteurs
9410569	NORWEGIAN EPIC	Passager/Croisière	2010	10.850	155.873	22,50	280,00	12	MaK	12M43C	610	6	80.400	109.314	514
9410569	NORWEGIAN EPIC	Passager/Croisière	2010	10.850	155.873	22,50	280,00	12	MaK	12M43C	610	6	80.400	109.314	514
9745378	MSC SEAVIEW	Passager/Croisière	2018	11.385	153.516	21,10	285,00	14	Wartsila	14V46F	580	4	62.400	84.838	600
9304033	LIBERTÉ DES MERS	Passager/Croisière	2006	10.600	156.271	21,60	280,00	12	Wartsila	12V46C	580	6	62.400	84.838	514
9410569	NORWEGIAN EPIC	Passager/Croisière	2010	10.850	155.873	22,50	280,00	12	MaK	12M43C	610	6	80.400	109.314	514
9745378	MSC SEAVIEW	Passager/Croisière	2018	11.385	153.516	21,10	285,00	14	Wartsila	14V46F	580	4	62.400	84.838	600
9745378	MSC SEAVIEW	Passager/Croisière	2018	11.385	153.516	21,10	285,00	14	Wartsila	14V46F	580	4	62.400	84.838	600
9745378	MSC SEAVIEW	Passager/Croisière	2018	11.385	153.516	21,10	285,00	14	Wartsila	14V46F	580	4	62.400	84.838	600
9390367	MARTIN I SOLER	Navires à passagers/rouliers (véhicules)	2008	4.370	24.760	21,40	80,00	9	MaK	9M43C	610	2	18.000	24.472	500
9208394	CHAUSSÉE EUROPÉENNE	Navires à passagers/rouliers (véhicules)	2000	4.331	20.646	22,70	80,00	12	Wartsila	12V38	475	4	31.680	43.072	600
9212163	BAIE DE SEINE	Navires à passagers/rouliers (véhicules)	2003	5.625	22.382	22,00	85,00	9	Wartsila	9L46C	580	2	18.900	25.696	500
9212163	BAIE DE SEINE	Navires à passagers/rouliers (véhicules)	2003	5.625	22.382	22,00	85,00	9	Wartsila	9L46C	580	2	18.900	25.696	500
9208394	CHAUSSÉE EUROPÉENNE	Navires à passagers/rouliers (véhicules)	2000	4.331	20.646	22,70	80,00	12	Wartsila	12V38	475	4	31.680	43.072	600
9212163	BAIE DE SEINE	Navires à passagers/rouliers (véhicules)	2003	5.625	22.382	22,00	85,00	9	Wartsila	9L46C	580	2	18.900	25.696	500
9809057	DOLPHIN OCEAN	Citerne pour produits chimiques/produits	2017	11.999	8.611	13,50	14,50	5	Wartsila	5X35	1.550	1	3.575	4.861	142
9809057	DOLPHIN OCEAN	Citerne pour produits chimiques/produits	2017	11.999	8.611	13,50	14,50	5	Wartsila	5X35	1.550	1	3.575	4.861	142
9499838	T. GONUL	Citerne pour produits chimiques/produits	2009	10.873	7.318	14,10	14,00	8	Wartsila	8L32	400	1	4.000	5.438	750
9809057	DOLPHIN OCEAN	Citerne pour produits chimiques/produits	2017	11.999	8.611	13,50	14,50	5	Wartsila	5X35	1.550	1	3.575	4.861	142
9499838	T. GONUL	Citerne pour produits chimiques/produits	2009	10.873	7.318	14,10	14,00	8	Wartsila	8L32	400	1	4.000	5.438	750
9499838	T. GONUL	Citerne pour produits chimiques/produits	2009	10.873	7.318	14,10	14,00	8	Wartsila	8L32	400	1	4.000	5.438	750
9499838	T. GONUL	Citerne pour produits chimiques/produits	2009	10.873	7.318	14,10	14,00	8	Wartsila	8L32	400	1	4.000	5.438	750
9103790	CAPE CINTO	Porteur de ciment	1997	3.250	2.788	12,50	11,00	8	Wartsila	8R32E	350	1	3.280	4.459	750
9236676	EXPLORATEUR DE L'ASEAN	Couche de câble	2002	9.650	14.988	14,50	28,00	8	Wartsila	8R32E	350	4	12.960	17.620	720
9462603	DE LAPEROUSE	Drague suceuse tractée	2010	5.440	4.108	12,40	13,00	12	A.B.C.	12VDZC	310	2	5.600	7.614	1.000
9743057	HARVEY BLUE-SEA	Navire de ravitaillement de la plate-forme	2017	5.881	8.417	12,00	17,30	6	Wartsila	6L32	400	4	12.000	16.316	750

Tableau 42 - Profils techniques des homologues du HFO

Après l'identification de la flotte actuelle et future de "pairs HFO", sur la base des considérations faites dans les sections précédentes, la faisabilité concrète de l'adoption de deux méthodes de calcul spécifiques pour estimer la consommation et les émissions des deux différentes flottes a été identifiée:

- Méthode "peers HFO" basée sur la consommation annuelle totale;
- Méthode "peers HFO" basée sur la consommation kilométrique.

Dans ce qui suit, nous décrivons en détail les spécificités de chacune des deux approches, en identifiant les avantages et les points critiques de l'application dans le cas spécifique du projet SIGNAL:

5.6.3.1 Méthodologie 1: "Peers HFO" sur la base de la consommation annuelle totale.

La méthode 1, basée sur la consommation annuelle totale, repose sur 5 étapes principales de la procédure, brièvement décrites ci-dessous:

- Étape I: estimation de 2020 à 2025 de la consommation annuelle de la flotte "pairs HFO" par la connaissance de la consommation journalière du "moteur principal" en termes de tonnes et par l'hypothèse de la même utilisation commerciale, en termes de jours en mer, de la flotte alimentée au HFO par rapport à la flotte alimentée au GNL. La consommation annuelle de soutes ainsi estimée dépend uniquement des besoins énergétiques des navires pendant la navigation, phase pendant laquelle les moteurs principaux sont principalement utilisés. En fait, les navires alimentés au GNL et au HFO utilisent les huiles distillées (MGO/MDO) du moteur auxiliaire pendant les manœuvres portuaires et les arrêts à quai. Le moteur auxiliaire permet non seulement les manœuvres portuaires mais aussi le bon fonctionnement de tous les appareils mécaniques et électriques du navire, et il est donc évident qu'aucune réduction des émissions ne peut être étudiée dans le cas de l'utilisation des moteurs auxiliaires en phase portuaire. C'est d'ailleurs pour cette raison que les consommations étudiées pendant la navigation de la flotte alimentée au GNL et au HFO ne sont que celles du "moteur principal", laissant de côté la petite part de distillats brûlés pendant la navigation par le moteur auxiliaire pour la production d'électricité à bord. Il s'agit clairement d'une simplification qui conduit également à une sous-estimation des avantages environnementaux associés au changement de combustible utilisé, mais elle apparaît néanmoins comme une solution méthodologique acceptable compte tenu de la complexité inhérente à la réalisation de ce type d'estimation, surtout en l'absence de données et d'informations adéquates.
- IIème étape: estimation jusqu'en 2035 de la consommation annuelle de la flotte "peers HFO" par application à la consommation annuelle de HFO pour 2025, en fonction des différents types de navires de la flotte "peers HFO".
- Étape III: conversion de la consommation actuelle et future de la flotte "pairs HFO", exprimée en termes de tonnes de HFO, en émissions de CO₂, NO_x, PM, SO_x. Le

taux de conversion des émissions appliqué dépendra du type et de la puissance du moteur étudié (par exemple WARSTILA 8L46 KW/h 18.000).

- Étape IV: conversion de la consommation actuelle et future de la flotte de GNL, en termes de tonnes de GNL, en émissions de CO₂, NO_x, PM, SO_x selon le "taux de conversion des émissions" du moteur étudié.
- Étape V: comparaison des bénéfices annuels en termes d'émissions de CO₂, NO_x, PM, SO_x économisées grâce au "switch" entre les moteurs fonctionnant au HFO et les moteurs fonctionnant au GNL.

La Figure 92 résume les étapes de construction de la méthodologie "peers HFO total consumption".

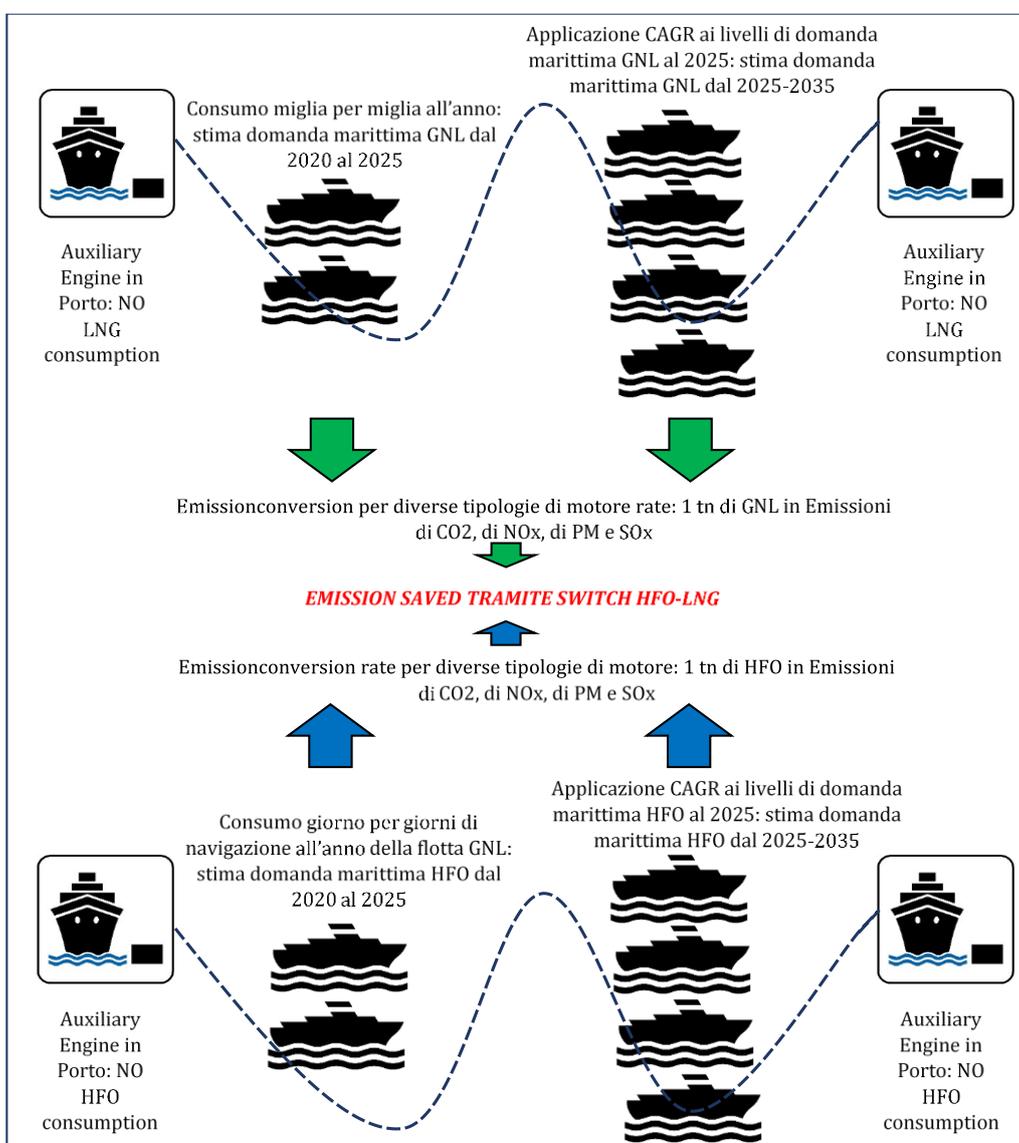


Figure 92 - Processus méthodologique de la méthode "peers HFO" basée sur la consommation annuelle totale

La méthode "peers HFO" sur la consommation totale est basée sur deux hypothèses principales:

- Hypothèse: même utilisation commerciale des homologues HFO que des homologues GNL. Méthode d'estimation des jours en mer appliquée à l'estimation de la demande maritime de GNL.
- Hypothèse II: La consommation de moteurs auxiliaires en mer et au port résulte de l'utilisation de MGO dans les flottes GNL et HFO (mesurée en termes de tonnes de distillats) et ne fait donc pas partie de l'analyse des "avantages de la réduction des émissions" provoquée par le "passage" des moteurs HFO au GNL. Comme indiqué plus haut, il s'agit d'une hypothèse simplificatrice qui tend à sous-estimer les avantages environnementaux de l'interrupteur.

5.6.3.2 *Méthodologie 2: Méthode HFO des pairs basée sur la consommation annuelle en kilométrage*

La deuxième méthodologie, basée sur la consommation annuelle en kilomètres, implique également une procédure comprenant 5 étapes principales:

- 1 étape: estimation de 2020 à 2025 (méthode analytique, nouvelles commandes) de la consommation annuelle liée à la flotte "peers HFO", à partir de l'analyse de la consommation quotidienne du "mainengine" en termes de tonnes et, en supposant une utilisation commerciale de la flotte "peers HFO" similaire à celle de la flotte GNL, utilisation exprimée en termes de distance totale parcourue en miles durant l'année. Dans cette méthodologie, afin d'estimer la consommation annuelle de HFO de différents types de navires, comme cela a également été fait pour l'estimation de la consommation annuelle de la flotte de GNL, il est nécessaire de distinguer les navires en fonction du type de service offert (régulier vs. tramp). Dans le premier cas, étant donné que ces navires sont utilisés commercialement sur la base d'un itinéraire, en termes de jours et de miles, quasiment fixe pendant l'année ou pendant une partie de l'année, il est possible d'utiliser le calcul des miles annuels parcourus par les paquebots GNL et de multiplier cette valeur par la consommation kilométrique de HFO, résultant du rapport entre la consommation en tonnes et la vitesse de croisière en termes de miles par heure multipliée par 24 heures. Dans le cas des navires de tramping alimentés au HFO, en revanche, il est nécessaire d'utiliser l'estimation de l'utilisation annuelle en termes de jours en mer de la flotte alimentée au GNL, de manière similaire à la première méthodologie "peers HFO", puis d'utiliser le chiffre des miles parcourus par an résultant de l'estimation de l'utilisation commerciale de la flotte alimentée au GNL. Ensuite, il faut calculer la consommation kilométrique des pairs HFO en divisant la consommation journalière par la vitesse de croisière (multipliée par 24 heures), et enfin multiplier ce chiffre par le total des kilomètres annuels parcourus par les navires de la flotte.

- Étape II: comme dans la première méthodologie, il est nécessaire d'appliquer la méthodologie analytique (nouvelles commandes) et la méthodologie synthétique (CAGR) pour projeter la consommation annuelle de HFO jusqu'en 2035.
- Étape III: conversion de la consommation actuelle et future en termes de tonnes de HFO en émissions de CO₂, NO_x, PM, SO_x, sur la base du type de moteur et en considérant uniquement la consommation pendant la phase de navigation et non pendant la phase de séjour au port comme expliqué dans la première méthodologie.
- Étape IV: conversion de la consommation actuelle et future de la flotte de GNL, en termes de tonnes de GNL, en émissions de CO₂, NO_x, PM, SO_x selon le "taux de conversion des émissions" du moteur étudié.
- Étape V: comparaison des bénéfices annuels en termes d'émissions de CO₂, NO_x, PM, SO_x économisées grâce au "switch" entre les moteurs fonctionnant au HFO et les moteurs fonctionnant au GNL.

La Figure 93 résume les étapes de construction de la méthodologie de la "consommation totale" des pairs.

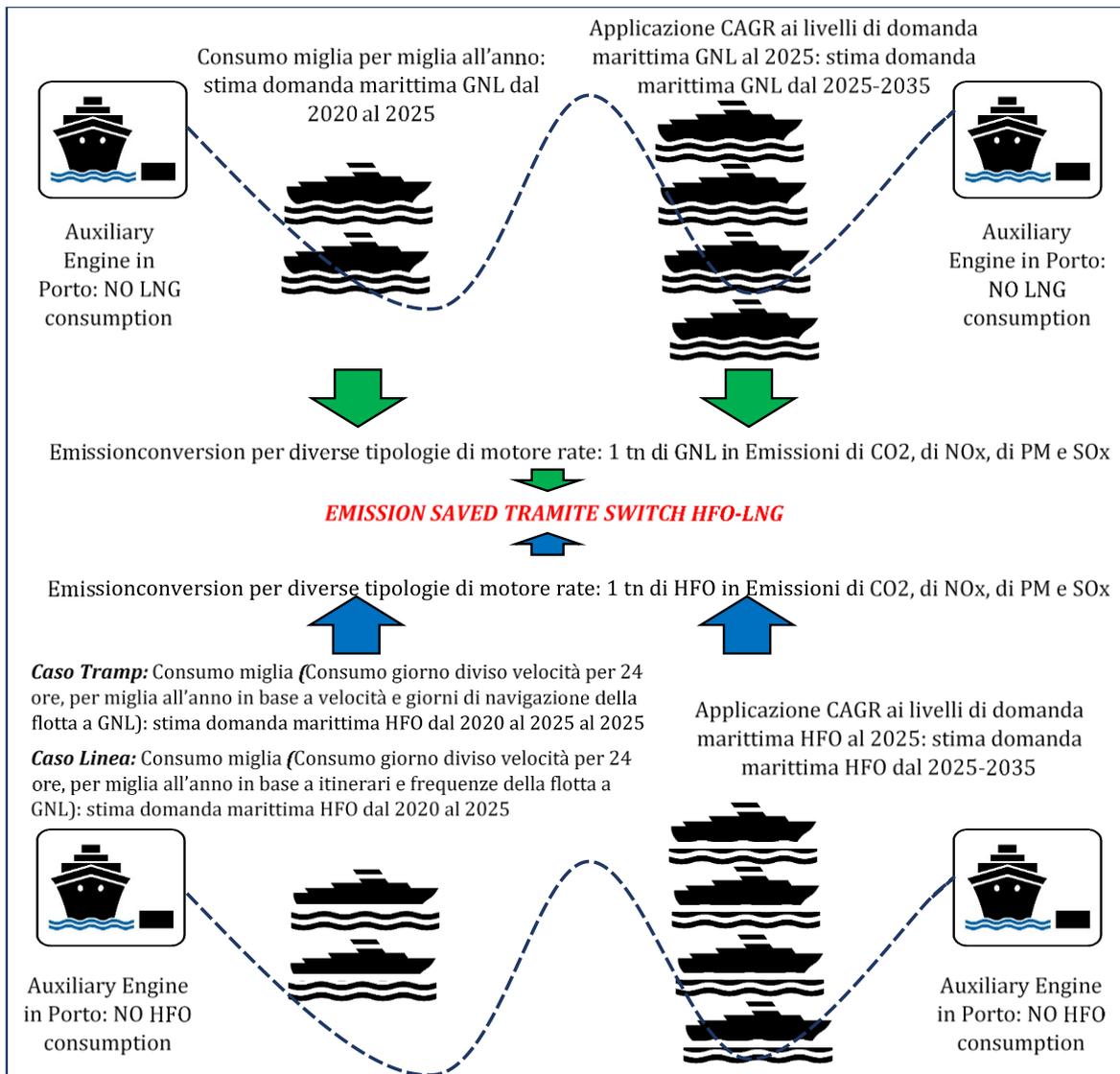


Figure 93 - Processus méthodologique de la méthode "peers HFO" basée sur la consommation kilométrique annuelle

Les principales hypothèses de cette méthode s'avèrent être équivalentes à celles de la première méthode:

- Hypothèse I: même utilisation commerciale des homologues HFO que des homologues GNL.
- Hypothèse II: La consommation de moteurs auxiliaires en mer et au port résulte de l'utilisation de MGO dans les flottes GNL et HFO (mesurée en termes de tonnes de distillats) et n'est donc pas incluse dans l'analyse des "avantages de la réduction des émissions" provoquée par le "passage" des moteurs HFO au GNL. Comme indiqué plus haut, il s'agit d'une hypothèse simplificatrice qui tend à sous-estimer les avantages environnementaux de l'interrupteur.

6 Demande de carburant

6.1 Prévisions de la demande de carburant

La nécessité de réduire la teneur en soufre du fioul imposée par les directives internationales entraînera inévitablement une modification de la formulation des carburants par rapport aux conditions actuelles. Les armateurs ont maintenant essentiellement deux options pour se conformer au règlement: utiliser un fioul conforme ou utiliser un fioul à haute teneur en soufre (HSFO) en combinaison avec des systèmes d'épuration des gaz d'échappement (EGCS) pour obtenir une réduction équivalente des SOx. Cette dernière solution peut être adoptée à condition que la disposition ait été approuvée par l'État du pavillon du navire. Le Tableau 43 montre les prévisions du secteur du transport maritime à l'horizon 2020.

Mazout conforme (carburant distillé, VLSFO, ULSFO)	58 000 navires dans le commerce international	
Mazout à haute teneur en soufre (HSFO) + EGCS (systèmes d'épuration des gaz d'échappement)	400-600 avec des installations EGCS	
Carburant sans soufre GNL	146 en service et 171 commandés	
Carburant sans soufre Méthanol	8 en cours et 4 commandés	
Carburant sans soufre Batterie	55 navires alimentés par batterie et 71 en commande	

Tableau 43 - Prévisions d'adoption du marché pour la conformité aux normes SOx en 2020

En termes de demande de carburant, selon la comparaison d'IHS Markit entre aujourd'hui (février 2018), et 2020 la conformité au soufre entraînera une forte évolution vers les composants diesel premium (de 26% à 53%), réduisant la demande de naphta lourd. Le

fioul à faible teneur en soufre (LSFO), qui comprend 0,5% de soufre résiduel et hybride, devrait entrer sur le marché avec une part de 27% en 2020.

En ce qui concerne le GNL, la demande estimée de carburant de ravitaillement passera à 3% en 2020, selon l'étude d'IHS.

Les prévisions les plus récentes pour 2030 estiment que la demande mondiale de GNL sera de l'ordre de 8% (Figure 94).

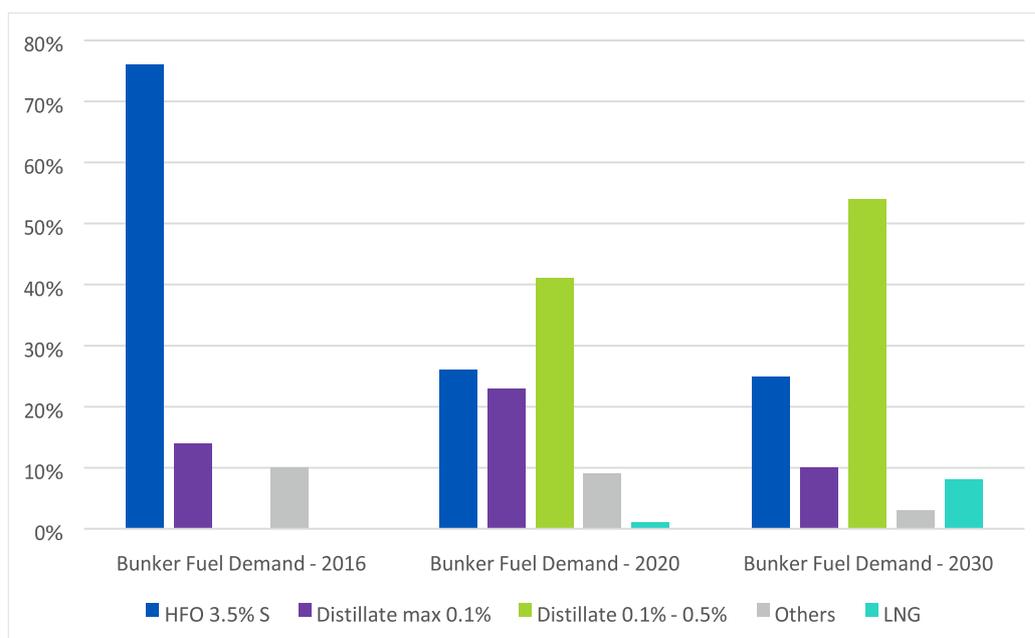


Figure 94 - L'évolution de la demande de carburants ³¹

La demande mondiale de carburant marin est principalement satisfaite par le fioul (75,5%), tandis que les MGO ne représentent que 24,5% du marché (65 millions de tonnes). De 2015 à la fin de 2018, les niveaux de consommation de MGO sont restés stables, dans la fourchette de 0,87 Million de barils par jour. La consommation de HSFO, quant à elle, a augmenté depuis 2015 de 12% pour atteindre 3,38 Millions de barils par jour en 2018 (Figure 95).

³¹ Rapport d'interchangeabilité BP

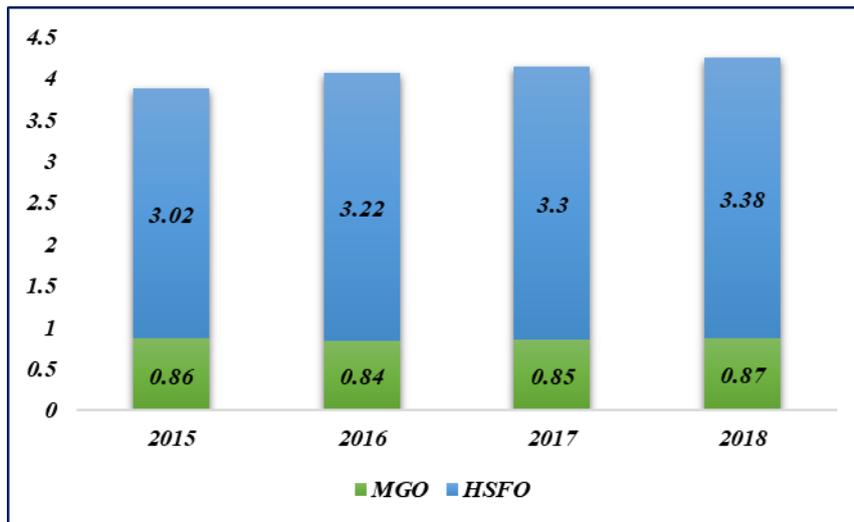


Figure 95 - Consommation journalière mondiale de MGO/HSFO comme combustible marin (années 2015-2018), données en millions de barils (Source: IAE, international energy agency).

6.1.1 Utilisation des HFOs avec l'EGCS: tendances mondiales.

Une enquête réalisée en mai 2018 auprès des membres de l'EGCSA a révélé que la mise en œuvre des laveurs s'accélère rapidement. En effet, l'enquête empirique menée à cet égard a identifié un total de 983 installations déjà réalisées au 31 mai 2018. Si l'on tient également compte des épurateurs commandés pour les nouvelles constructions, ce chiffre passe à 1 561. Cette décision fait suite à une série de rapports de recherche récents indiquant que les principaux exploitants de navires, grands et petits, du secteur des pétroliers à celui des conteneurs, notamment Spliethoff, Frontline, DHT et Star Bulk, ont opté pour des systèmes d'épuration. L'une des "grandes" entreprises de conteneurs, Alphaliner, a confirmé qu'elle utiliserait l'épuration dans le cadre de son portefeuille de conformité pour 2020.



Figure 96 - Adoption mondiale des solutions d'épuration (mai 2018- Source EGCSA).

Les derniers chiffres communiqués par DNV GL en avril 2019 montrent que le nombre de navires en exploitation ou en commande équipés d'épurateurs est passé à 3.229, dépassant ainsi les prévisions exprimées par DNV GL lui-même l'année précédente. Sur ces 3.229 navires, 2.372 ont été équipés d'épurateurs et 857 sont des navires neufs.

Près de 60% de l'ensemble des travaux de modification et d'installation sur les nouveaux navires sont réalisés dans des chantiers asiatiques. Sans surprise, ce chiffre atteint 85% du total si l'on considère uniquement les installations de bâtiments. L'EGCSA considère que, bien qu'il y ait eu une croissance significative de la demande de l'industrie mondiale de l'armement pour ce type de solution, la capacité d'approvisionnement (industrie de la construction navale) ne devrait pas être le principal problème à l'avenir en termes d'éventuels déséquilibres entre l'offre et la demande. Néanmoins, des contraintes et des problèmes supplémentaires peuvent survenir et empêcher les chantiers navals de répondre aux demandes des clients armateurs en raison, par exemple, de problèmes de compétences spécialisées (disponibilité de spécialistes du balayage laser et d'équipes d'installation expertes).

En 2015, prêts pour la transition vers un carburant à 0,10% de soufre, un certain nombre d'opérateurs de Ro-Ro et de ferries ont montré la voie et ont choisi avec succès les laveurs comme solution pour s'adapter à l'environnement réglementaire modifié. Le secteur des croisières est venu ensuite et maintenant les vraquiers ont aussi massivement choisi ce type de solution, suivis en nombre par les pétroliers. Les installations d'épuration à circuit ouvert prédominent dans chacun de ces secteurs.

L'enquête de l'EGCSA montre que 63% de tous les navires où des systèmes d'épuration ont été installés sont opérationnels, tandis que 37% sont des navires neufs. Notamment, 988 des 1.561 tours de lavage installées ou en commande sont destinées au lavage en circuit ouvert, ce qui confirme qu'il s'agit du système d'épuration des gaz d'échappement le plus populaire.

En 2019, selon les nouvelles données de DNV GL, environ 80% des épurateurs installés ou devant être installés sur les navires sont des "circuits ouverts", tandis que 17% sont des "épurateurs hybrides" qui permettent aux navires de fonctionner à la fois en circuit ouvert et en circuit fermé.

L'épuration en boucle ouverte est également utilisée depuis des années par les centrales électriques côtières et les systèmes de gaz inerte sur les pétroliers lorsqu'ils sont au port, sans entraîner d'incidences négatives importantes sur l'environnement. Alors que les systèmes en circuit fermé et les systèmes hybrides sont disponibles pour les plans d'eau fermés avec peu d'échange d'eau ou lorsque les rejets sont limités par les réglementations locales, l'EGCSA suggère l'alternative de passer à un carburant à faible teneur en soufre pour les ports où le fonctionnement en circuit ouvert n'est pas possible. L'impact économique et financier (en termes de coûts) de ce type de solution semble limité, car plus de 90% de la consommation de carburant a lieu en mer, où les avantages financiers de cette solution sont réalisés par rapport à l'utilisation de carburants conformes.

Toutefois, l'avenir des systèmes en boucle ouverte est incertain, surtout si l'on tient compte du fait que certaines autorités portuaires et certains États côtiers ont imposé des restrictions sur le rejet des eaux de lavage ou prévoient de le faire à l'avenir. En particulier, le Connecticut, la Belgique et certains ports allemands ont interdit le rejet des eaux de lavage, et la Suède, les Fjords norvégiens et certaines autres régions envisagent également des interdictions. En outre, la Californie et l'Antarctique ont interdit l'utilisation de carburants à haute teneur en soufre.

Les propriétaires exploitant des flottes de vrac expriment la majorité des navires équipés d'installations de lavage, soit 35% du total des installations de lavage, dont 27% sont des propriétaires de flottes de vrac liquide (pétrole et dérivés). Les navires de croisière, les navires de charge Ro-Ro, les gaziers, les RoPax, les navires de charge générale, les ferries pour voitures/passagers représentent le reste des navires sur lesquels des systèmes d'épuration sont installés.

Parmi les entreprises qui ont décidé d'investir dans cette nouvelle technologie figurent Brittany Ferries (environ 500 millions de dollars investis), Carnival Corporation (400 millions de dollars pour 70 navires), DFDS (plus de 150 millions de dollars) et Royal Caribbean (15 navires). Les fournisseurs étaient Alfa Laval, Wartsila, Belco Marine et Yara Marine (l'ancien Green Tech Marine).

Le groupe Scorpio reste le plus grand utilisateur de technologie d'épuration au monde, se positionnant devant Star Bulk de Petros Pappas, MSC de la famille Aponte et Galaxy dirigé par John Angelicoussis, comme le souligne le dernier rapport disponible publié par Clarksons. Scorpio Tankers a annoncé qu'elle allait acheter des systèmes d'épuration des gaz d'échappement pour 42 de ses navires en 2019 et 10 en 2020. La valeur de ces transactions est estimée à 79,6 millions de dollars, mais les fabricants impliqués n'ont pas été divulgués. Les épurateurs hybrides qui seront installés pourront être mis à niveau vers une configuration en circuit fermé à une date ultérieure. Dans le cadre du même accord, Scorpio Tankers a également une option d'achat de systèmes d'épuration des gaz d'échappement pour un maximum de 28 navires supplémentaires en 2020.

En ce qui concerne le secteur des conteneurs, la compagnie maritime coréenne Hyundai Merchant Marine (HMM) a signé un protocole d'accord visant à établir un fonds avantageux pour l'installation de systèmes d'épuration. HMM prévoit d'achever l'installation des épurateurs sur ses 19 porte-conteneurs actuellement exploités d'ici le premier semestre de 2020. Le montant total de l'investissement sera de 153,3 milliards KRW (135,8 millions USD).

Dans le secteur des produits chimiques, en revanche, Stolt Tankers a choisi, avec Hudong-Zhonghua Shipbuilding, le partenaire norvégien Clean Marine comme fournisseur de technologie d'épuration pour deux chimiquiers (38.000 DWT).

Le groupe néerlandais de transport maritime polyvalent, court-courrier et roulier, Spliethoff, a annoncé une expansion significative de son programme d'épuration, promettant d'installer des systèmes d'épuration des gaz d'échappement sur 30 navires supplémentaires d'ici

2020, lorsque la limite mondiale de 0,5% de soufre sur les carburants marins entrera en vigueur. Ces installations prévues s'ajoutent aux 24 épurateurs déjà en service dans l'ensemble de sa flotte.

6.1.2 Utilisation de fiouls conformes: tendances mondiales.

À l'échelle mondiale, on ne dispose pas encore de données officielles complètes concernant la consommation de fioul conforme à la convention MARPOL. Cela s'explique par le fait que les fournisseurs de ce type de produits énergétiques n'ont commencé à approvisionner les ports et les navires qu'au milieu de l'année en cours (2019). Les seules données disponibles sont celles qui se réfèrent à la consommation de fioul et de gazole sans distinction entre les différents types de soutes (par exemple IFO, HFO, MDO, MGO).

Le public dispose également de données actualisées sur la consommation de HSFO et de MGO, les combustibles marins utilisés à ce jour dans la pratique maritime normale. Fin 2018, la consommation de fioul par le secteur maritime était de 201 millions de tonnes par an (Figure 97).

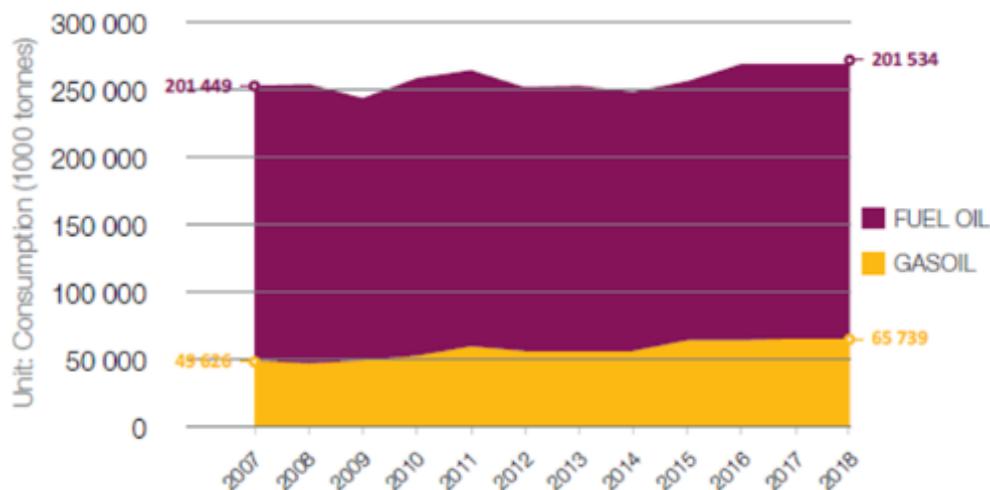


Figure 97 - Consommation annuelle mondiale de fuel et de gasoil comme combustible marin (années 2007-2018), Source: Fuels Europe 2019

Au cours de 2019, plusieurs fournisseurs et négociants ont commencé à fournir du VLSFO et de l'ULSFO à divers ports et à signer des accords d'approvisionnement avec différents acteurs du marché. GP Global, négociant en pétrole et fournisseur de soutes, a livré sa première barge de fioul à faible teneur en soufre conforme à la réglementation de l'IMO sur les émissions de soufre à Fujairah, aux Émirats arabes unis. La société a livré une barge de soutage de 6 000 tonnes au port, qui est une plaque tournante majeure dans la région du Golfe du Moyen-Orient pour les opérations de soutage.

Royal Dutch Shell a chargé la première cargaison de fioul à faible teneur en soufre (LSFO) depuis son site de raffinage de Pulau Bukom à Singapour. Freepoint Commodities Singapore indique qu'elle commencera à livrer du fioul à très faible teneur en soufre (VLSFO) au quatrième trimestre 2019 dans le plus grand port de soutage du monde, Singapour. La société américaine de négoce des produits de base remet également à neuf un terminal appartenant à la société énergétique publique indonésienne Pertamina, où les négociants peuvent mélanger le pétrole au VLSFO et fournir le carburant à Singapour, qui se trouve à proximité. Une autre grande compagnie maritime, COSCO Shipping Lines, a signé le 28 mars 2019 un accord avec Double Rich limited pour fournir du fioul dont la teneur en soufre ne dépasse pas 0,5% pour ses navires.

6.1.3 Utilisation de combustibles marins: tendances mondiales.

Au niveau mondial, le plus grand port de soutage, Singapour, a déclaré 127.600 tonnes de ventes de gazole marin à faible teneur en soufre (LSMGO) en avril 2019, soit 40.000 tonnes de plus que les 87.600 tonnes enregistrées en mars. Les ventes de gazole marin (MGO) sont également en hausse. La Maritime and Port Authority of Singapore (MPA) a signalé qu'environ 91.000 tonnes de MGO ont été vendues en avril, soit 12.800 tonnes de plus que les 78.200 tonnes du mois de mars.

Un autre cas de nouvel investissement dans l'avitaillement en LSMGO est celui d'Ocean Bunkers, une société commerciale, fondée en 1994 par le PDG Muhammad Yousuf, qui approvisionne les ports de Karachi et Bin Qasim. La société exploite actuellement une flotte de quatre barges sur le marché pakistanais. La société fournit initialement des LSMGO et des MGO aux ports d'Arabie Saoudite par camion. L'entreprise prévoit d'affréter une barge afin d'approvisionner les terminaux par bateau.

6.1.4 Utilisation de fiouls conformes: le cas italien.

En Italie, les cas de nouvelles fournitures de LSFO sont le cas Saras et le cas Bunker energy Spa qui approvisionneront respectivement les ports sardes de Sarroch et de Cagliari et le port sicilien d'Augusta. En outre, ENI et Exxon ont également déclaré leur intérêt pour l'approvisionnement du système portuaire italien en nouveaux carburants légers, en se concentrant principalement sur le port de Gênes.

La raffinerie italienne Saras est sur le point d'ouvrir un terminal de soutage dans le port sarde de Cagliari et Sarroch. L'installation fournira du fioul à très basse teneur en soufre (VLSFO) produit par la raffinerie de Sarroch (production de 300.000 barils par jour, 15 millions de tonnes par an). La société a déclaré que ce service a été proposé pour répondre aux besoins des navires à l'arrivée et au départ des ports susmentionnés, ainsi que pour offrir des options d'approvisionnement supplémentaires aux navires passant par le détroit de Sicile et la mer Tyrrhénienne.

Le soutage sera effectué par le pétrolier Atlantic, d'une capacité de 5.142 m³, tandis que l'activité commerciale sera assurée par Saras Trading SA, fondée en 2015, une société

basée à Genève et détenue à 100% par Saras. Selon un rapport de Reuters, la société est également en train de construire un terminal de ravitaillement des navires sur son site de Sardaigne, à partir duquel le carburant pour son service de soutage existant sera fourni.

En plus du projet mentionné ci-dessus, Bunker Energy Spa a annoncé qu'elle est en train de finaliser la logistique avec les barges et les terminaux pour assurer la cohérence de la disponibilité et de la livraison des carburants conformes avant la date limite du 1er janvier 2020 fixée par l'IMO.

Le produit est traité directement par une raffinerie située dans le nord de l'Italie. Le premier lot de LSFO 0,5 PCT a déjà été introduit mais pour pouvoir le vendre, il faudra d'abord que toutes les lignes et les pompes soient convenablement rincées pour éviter toute contamination par d'autres combustibles à plus forte teneur en soufre. L'objectif de Bunker Energy est de promouvoir le rôle d'Augusta en tant que port de soutage pour les navires traversant la Méditerranée. Des mesures similaires ont également été prises à Civitavecchia, où il existe une situation comparable à celle d'Augusta en termes de volume des réservoirs, environ 50.000 m³ contre 57.000 m³ en Sicile, et où la compagnie tente de pénétrer.

Les 7 sœurs ont également annoncé publiquement leurs projets respectifs pour l'Italie. En particulier, la société américaine ExxonMobil, présente en Italie sous la marque Esso, commencera bientôt à mettre à disposition dans une série de ports sa nouvelle ligne de combustibles marins EMF.5, des combustibles de soute LSFO (Low Sulphur Fuel Oil) conformes aux nouvelles limites établies par l'IMO qui entreront en vigueur à partir du 1er janvier 2020.

Bientôt, le carburant à faible teneur en soufre produit et distribué par Esso sera également disponible dans le port de Gênes. Selon le Dr. Luca Volta, Marine Fuels Venture Manager chez ExxonMobil, Gênes sera approvisionnée à partir de septembre 2019 par le bunker EMF.5 produit par la raffinerie SARPOM de San Martino di Trecate (dont Esso Italiana est actionnaire majoritaire). La gestion des opérations connexes prévoit le stockage sous la Lanterna, où la société dispose d'un dépôt de carburant: le dépôt peut être approvisionné aussi bien par camion-citerne que par train. En outre, en cas de nécessité, il sera possible d'approvisionner Gênes avec la production provenant de la raffinerie d'ExxonMobil de Fos.

La raffinerie Iplom de Busalla (Gênes) et le groupe ENI ont également déclaré récemment leur intérêt pour l'approvisionnement du marché maritime en carburant à faible teneur en soufre, conformément aux exigences de la nouvelle réglementation qui entrera en vigueur le 1er janvier 2020. Dans le cas d'ENI, cela sera possible grâce à l'utilisation primaire de la raffinerie de Sannazzaro (Pavie), dont la production sera intégrée à celle provenant d'autres sites de l'entreprise. ENI estime préparer une capacité de production pour le nouveau type de combustible égale à environ 1 million de tonnes par an.

Au niveau italien, aucune donnée n'est disponible sur la consommation exacte de MDO et de MGO, et il ne semble pas que, contrairement au cas des combustibles résiduels légers, il y ait de nouveaux investissements pour augmenter la capacité des ports à approvisionner

les navires avec cette solution. Le système italien semble être davantage orienté vers la fourniture de combustibles résiduels légers et non de distillats.

6.2 Marchés du GNL

Les pays importateurs de GNL peuvent être divisés en 2 marchés: le bassin Pacifique et le bassin Atlantique. Le bassin du Pacifique comprend les pays situés le long du Pacifique et en Asie du Sud (y compris l'Inde). Le bassin atlantique couvre l'Europe, l'Afrique du Nord et de l'Ouest et la côte atlantique du continent américain.

Le marché du bassin du Pacifique est apparu dans les années 1990, à un moment où la demande de certains pays asiatiques a augmenté de manière significative (principalement le Japon et la Corée du Sud). Le GNL représentait une alternative au pétrole et l'objectif était de maintenir la sécurité de l'approvisionnement, même à des coûts relativement élevés. Le marché du bassin atlantique a émergé plus tard dans les années 1990, pour des raisons de sécurité d'approvisionnement et aussi en prévision de la baisse des réserves nationales dans certains pays.

Il convient de noter qu'il y a de moins en moins de pays exportateurs. Ainsi, on comptait 17 pays exportateurs en 2016, alors qu'ils étaient 19 en 2014.

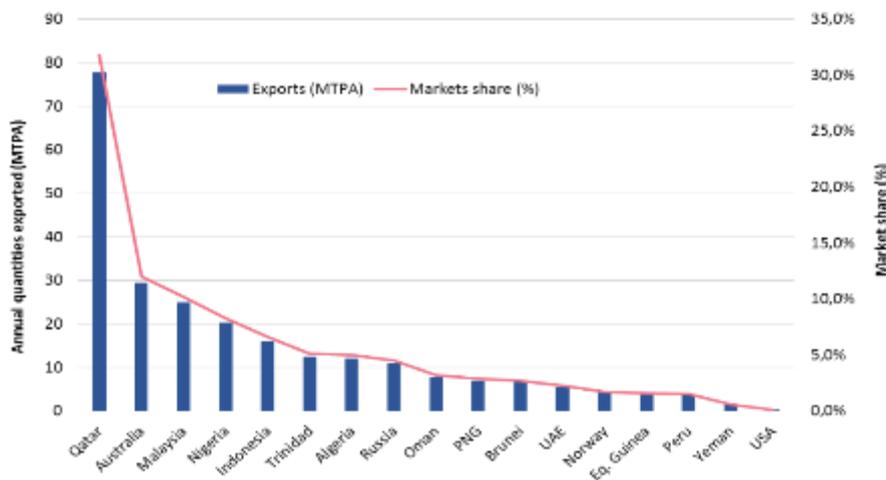


Figure 98 - Exportations de GNL (Source: IGU "2016 World LNG Report")

Contrairement à la baisse du nombre d'exportateurs, le nombre d'importateurs augmente. En 2016, on comptait 34 pays importateurs de GNL. Le Japon reste le plus grand importateur de GNL au monde, suivi de la Corée du Sud. Ces pays, tout comme une grande partie de la région Asie-Pacifique, sont extrêmement dépendants du GNL pour leur consommation de gaz.

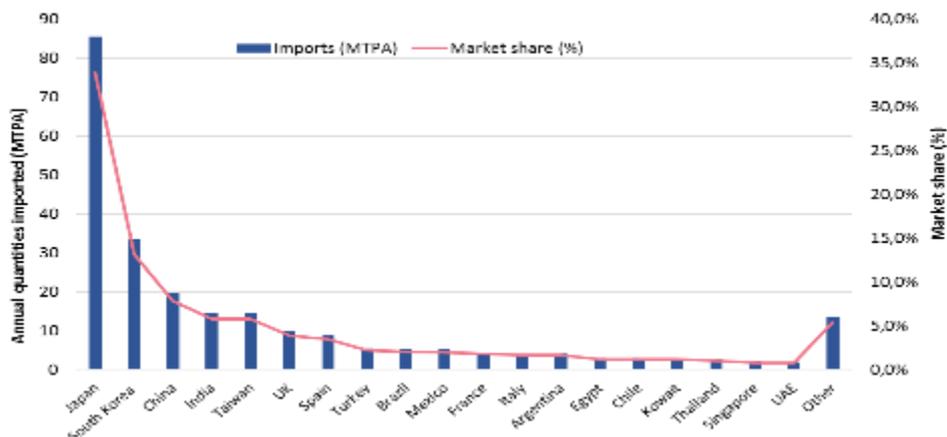


Figure 99 - (a) Importations de GNL (Source: IGU "2016 World LNG Report")

6.2.1 Utilisation du GNL comme carburant marin: tendances mondiales.

La demande de GNL maritime signifie la demande de services de soutage pour:

- Navires commerciaux (ferry, croisière, conteneur);
- Bateaux, services auxiliaires;
- Navigation de port;
- Autres moyens (bureau du capitaine, etc.).

À l'échelle mondiale, les scénarios de pénétration du GNL sur le marché du soutage maritime prévoient un niveau de demande compris entre 20 et 30 millions de tonnes par an à partir de 2030.

Source/Scénario	2025	2030	2035	2040
AIE - Développement durable	11.6	18.8	26.8	37.0
AIE - Nouvelles politiques	23.9	29.7	36.2	41.3
ENGIE/PWC		24-30		
Lloyds Register	8-30	10-40	15-45	20-65

Tableau 44 - Analyse comparative des scénarios de pénétration du GNL sur le marché du soutage maritime sur la période 2025-2040 (mtpa).³²

³² Analyse comparée de la Oxford Institute for Energy Studies, 2018: "A review of demand prospects for LNG as a marine transport fuel".

Ces estimations sont également confirmées par les opérateurs nationaux qui, par rapport aux 10 millions de tonnes traitées en 2018, prévoient une augmentation à 25 mt d'ici 2030 (Assogasliquidi 2019).

Cependant, la mesure de la demande maritime future est particulièrement complexe, tout comme la mesure de la demande maritime actuelle, en raison des nombreuses variables pertinentes.

La première est sans aucun doute l'analyse de la demande par rapport aux investissements infrastructurels (en réseau et complexes): les investissements et les projets infrastructurels, en particulier, présentent des spécificités attribuables aux concepts d'indivisibilité d'échelle et technique, de temps et financière, ainsi que d'indivisibilité "minimum comme mixte" (Bellandi et Petretto, 2002; Ponti, 2006). De l'indivisibilité du minimum et du mixte, en particulier, découle la conséquence que ces ouvrages infrastructurels ne produisent pleinement les effets et les bénéfices pour lesquels ils sont construits que s'ils sont inclus dans un système d'infrastructures linéaires et ponctuelles interconnectées. Il s'ensuit que, dans les choix d'investissement relatifs, on ne peut pas faire abstraction du niveau d'accessibilité de l'infrastructure, de son positionnement dans le réseau global de logistique et de transport (Gutiérrez et al., 2010), ainsi que de la planification et de la programmation de la chaîne d'approvisionnement globale en GNL, qui sont effectuées par les diverses entités publiques et privées ayant des intérêts et des responsabilités connexes.

La deuxième variable concerne les méthodologies de mesure, d'estimation et de prévision à court et moyen/long terme: la demande maritime doit être examinée à la fois par rapport à sa consistance actuelle et à son évolution future prévisible. La quantification de la demande maritime, en effet, ne peut pas se limiter à l'étude de l'état actuel de la demande de services de soutage selon un horizon temporel à court terme, mais doit s'étendre pour considérer des horizons temporels plus longs dans la mesure où ces prévisions visent à soutenir le processus décisionnel relatif aux investissements dans les infrastructures de réseau. Cela nécessite l'adoption conjointe de modèles de mesure de la demande actuelle et de techniques de prévision de la demande future.

Enfin, il faut prendre en compte la coexistence d'une pluralité d'acteurs publics et privés: dans le secteur, il existe une pluralité d'acteurs tant publics que privés intéressés et impliqués dans cette problématique et les choix liés à la planification et à la programmation des investissements en infrastructures doivent nécessairement parvenir à équilibrer les intérêts publics et privés (Wang et Notteboom, 2015). Par conséquent, pour prendre des décisions relatives à la localisation et au dimensionnement des investissements, il est nécessaire d'utiliser des outils analytiques et des critères d'évaluation souvent hétérogènes.

A partir des considérations ci-dessus, la nécessité de développer un modèle conceptuel pour l'étude de la demande maritime de GNL qui permette de mesurer/estimer à la fois l'état

actuel de la flotte (2019) et ses perspectives d'évolution à court terme (2021/2022), à moyen terme (2025/2026) et à long terme (2030) est évidente. La cartographie de la demande maritime de soutage au GNL, dans ses dimensions actuelles et futures, nécessite l'examen conjoint des profils clés suivants:

- la taille globale de la demande maritime comprise comme la flotte de GNL (Taille de la demande/flotte de GNL);
- les caractéristiques des différents segments de la demande maritime (segments de la demande maritime);
- les facteurs déterminant les choix des armateurs en matière de soutage au GNL (shipowner bunkering choices).

Pour comprendre la demande potentielle de services de soutage du GNL dans le contexte des ports maritimes, il faut partir de l'état actuel et futur de la flotte de véhicules fonctionnant au GNL dans le monde³³ (Figure 100).

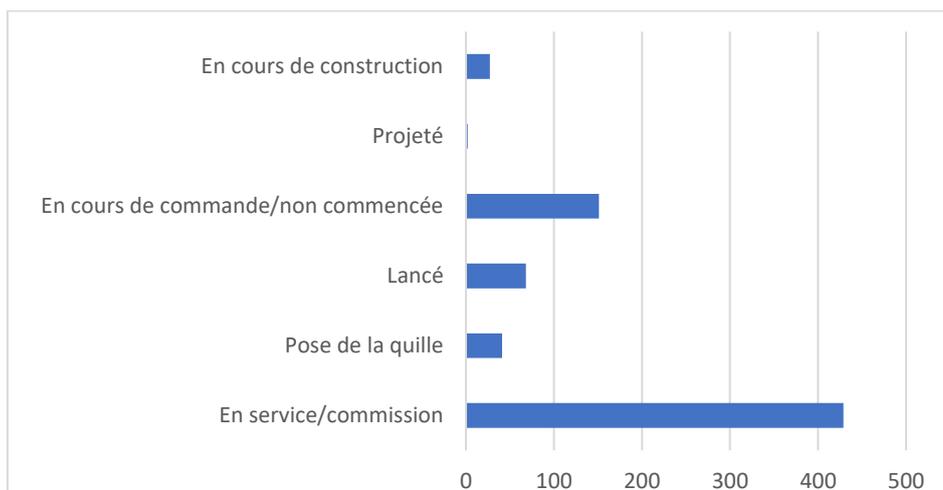


Figure 100 - Flotte mondiale de véhicules fonctionnant au GNL (Source: élaboration par Ns des données du projet TDI NETWORK-GNL, produit T.2.1.2, 2019)

L'analyse de la demande fait apparaître un total de 718 navires utilisant le GNL comme source de propulsion. Il y a 429 navires déjà opérationnels, tandis que

³³ Les données rapportées ici ont été collectées au sein d'une Base de Données spécifique réalisée par l'UNIGE-CIELI dans le cadre du Projet TDI RETE-GNL (Produit T.2.1.2), intégrée au sein du projet SIGNAL dans une logique de capitalisation des résultats des différents projets du Cluster Projets GNL.

d'autres sont actuellement en phase de conception. À la date d'aujourd'hui, il y a 27 navires "en construction" et 41 navires "posés sur la quille".

Après avoir examiné la taille globale de la flotte de GNL dans le monde, il convient maintenant de se concentrer sur l'identification des principales routes de référence internationales que ces navires adoptent pour mener à bien leurs activités relatives.

Pour l'analyse suivante, les 10 principales routes commerciales où la flotte de navires GNL a été déployée ont été prises comme référence. Sur le plan international, dans les principales routes couvertes par les navires de GNL, la Méditerranée a un poids moins important que les routes commerciales du Royaume-Uni et de la Baltique, comme on pouvait s'y attendre. Dans ces endroits, l'utilisation du GNL comme carburant de substitution est beaucoup plus répandue car ces routes commerciales impliquent la traversée de zones ECA (Emission Control Area).

Bien que le marché de l'avitaillement en GNL se soit développé au début de l'année 2002 à l'échelle régionale en Norvège pour livrer ce nouveau combustible de soute aux petits navires tels que les navires de soutien aux plates-formes, les navires de pêche et les ferries côtiers, les réglementations environnementales fixées par les organismes internationaux et les régulateurs locaux poussent les armateurs à construire de nouveaux navires ou à convertir les navires existants au combustible GNL, en remplacement des autres combustibles de soute (IGU 2019).

Si l'on se concentre plutôt sur le continent américain, les États-Unis jouent un rôle majeur. Les ports américains fournissant des services de soutage de GNL sont respectivement: le port de Jacksonville (FL), le port de Fourchon (LA), le port de Tacoma (WA), et enfin le port de Canaveral (FL). Les activités de soutage du GNL aux États-Unis se sont jusqu'à présent limitées à un cercle restreint de ports, plus des ports, plus axés sur le commerce intérieur et le tourisme.

Comme en Europe et en Asie, les ports nationaux situés à proximité de grands terminaux d'importation ou d'exportation de GNL peuvent servir de points d'ancrage pour étendre l'utilisation du GNL dans les opérations de soutage. La figure montre les terminaux d'importation et d'exportation de GNL existants en Amérique du Nord qui pourraient être adaptés aux services de soutage du GNL. Le GNL peut être liquéfié directement dans le gazoduc et stocké en grandes quantités dans ces installations. Le GNL peut ensuite être avitaillé sur place ou transporté vers des installations d'avitaillement situées ailleurs dans la région par camion, train ou barge.

Si l'on se concentre plutôt sur la Méditerranée (Figure 101), l'emplacement des infrastructures GNL existantes montre que l'Espagne et certains pays de la région MENA semblent particulièrement avancés en termes d'infrastructures GNL dans la zone portuaire maritime.



Figure 101 - Ports américains offrant des services de soutage de GNL (Source: Congressional research service 2019).

En Espagne, les infrastructures sont spécifiquement reliées par une série de pipelines nationaux. Les premières opérations de soutage de GNL hispanique ont été effectuées aux terminaux de Barcelone, Sagunto, Cartagena, Huelva (où le projet CORE LNGas cofinancé par l'UE est en place).



Figure 102 - Cartographie de l'approvisionnement de la zone méditerranéenne et de la zone Mena (Source: Notre élaboration)

La zone Mena reste la principale zone d'exportation de GNL dans le monde, compte tenu du rôle clé joué par le Qatar et l'Algérie. Sa population croissante et son expansion

économique ont créé l'un des plus grands marchés d'importation de GNL. Traditionnellement exportateur de gaz, le Moyen-Orient est donc également en train de devenir l'un des marchés d'importation de GNL les plus intéressants à surveiller. Les données de l'Union internationale du gaz suggèrent que la région Mena a importé environ 22 millions de tonnes de GNL en 2016. Entre eux, cinq exportateurs régionaux (Qatar, Algérie, UAE, Oman et Égypte) ont envoyé près de 103 millions de tonnes au cours des mêmes 12 mois. Selon le pays où vous vous trouvez et selon les installations, les types de technologies utilisées sont différents. Il est toutefois important de considérer que la zone Mena est l'une des zones où il existe de multiples terminaux flottants de stockage et de regazéification: la principale technologie utilisée est donc la technologie STS.

6.2.2 Le marché du GNL comme carburant marin: le cas italien.

Au niveau national pour le secteur maritime, les estimations du QSN prévoient jusqu'à 800 000 tonnes de GNL d'ici 2025 et 1 million d'ici 2030, avec 35 navires alimentés au GNL en construction d'ici 2030. Actuellement, plus de 25 grands navires de croisière fonctionnant au GNL sont en cours de construction ou ont été commandés aux chantiers navals; parmi ceux-ci, une bonne partie sera utilisée en Méditerranée, bénéficiant du soutien logistique lié aux ports nationaux (voir section 2.1.1).

Du point de vue des équipements infrastructurels pour soutenir l'utilisation du GNL dans la zone portuaire maritime, étant donné que les usines de soutage de GNL ne sont pas encore opérationnelles, on a considéré les usines de regazéification, les dépôts côtiers et les hypothèses de projet qui envisagent la possibilité d'offrir des services de soutage de GNL pour l'approvisionnement des navires passant par les ports susmentionnés.

En ce qui concerne spécifiquement les régions de la zone d'objectif, les hypothèses d'installations/projets suivantes peuvent être examinées:

- Terminal de regazéification de Panigaglia (La Spezia, Ligurie);
- Hypothèse de conception par Fratelli Cosulich (Ligurie);
- Hypothèse de conception par Ottonello Novella (Ligurie);
- Hypothèse de conception de A.O.C. Srl (Gênes, Ligurie);
- Terminal de regazéification "FSRU Toscana" (Livourne, Toscane);
- Dépôt côtier dans le port de Livourne (Signal) (Livourne, Toscane);
- Dépôt côtier "Terminal Higas di Oristano" de Higas (Oristano, Sardaigne);
- Installation de stockage côtier du terminal maritime d'Edison à Oristano (Oristano, Sardaigne);

- Dépôt côtier IVI Petrolifera (Oristano, Sardaigne);
- Stockage côtier d'ISGAS ENERGIT Multiutilities (Cagliari, Sardaigne);
- Dépôt côtier du Consortium industriel de la province de Sassari (Porto Torres, Sardaigne).

Il existe 3 terminaux de regazéification en Italie:

- Panigaglia (La Spezia - Ligurie), géré par GNL Italia Spa (groupe Snam), avec une capacité de regazéification de 4 milliards de m³;
- FSRU Toscana (Livourne - Toscane), exploité par OLT Offshore LNG Toscana, avec une capacité de regazéification maximale de 3,75 milliards de m³;
- Adriatic LNG (Porto Levante, Rovigo - Vénétie), exploité par le terminal GNL Adriatico, avec une capacité maximale de regazéification de 8 milliards de m³.



Figure 103 - Installations et hypothèses de conception pour la fourniture de services de soutage de GNL (Source: projet TDI RETE-GNL, produit T.2.1.2, 2019).

En ce qui concerne chacune des trois infrastructures mentionnées ci-dessus, des études de faisabilité ont également été réalisées en ce qui concerne la préparation des stations de ravitaillement pour fournir des services de ravitaillement en GNL. L'étude de faisabilité pour Panigaglia a été achevée en 2017, celle pour FSRU Toscana en 2015, et la conception détaillée est en cours, tandis que l'étude préliminaire de faisabilité technique pour Adriatic LNG a été achevée en 2015.

Bien que ces terminaux de regazéification soient déjà opérationnels, il convient de considérer comment, selon les données fournies par Assocostieri, la réalisation des terminaux de regazéification qui ont la possibilité d'offrir des services SSLNG sont encore en phase d'autorisation et il s'agit de:

- Terminal LNG de Falconara Marittima (Ancône - Marche), exploité par API-Nova Energia, avec une capacité de regazéification annuelle de 4 milliards de m³;
- Projet Rosignano (Rosignano - Toscane), exploité par Edison, avec une capacité de regazéification annuelle de 8 milliards de m³;
- Terminal LNG de Trieste Monfalcone (Monfalcone - Friuli Venezia Giulia), géré par Smart Gas;
- Terminal LNG de Porto Empedocle (Porto Empedocle - Sicile), exploité par Nuove Energie, avec une capacité de regazéification annuelle de 8 milliards de m³;
- Terminal LNG Medgas (Gioia Tauro - Calabre), géré par LNG Medgas Terminal Srl (une entreprise commune entre Iren Group et Sorgenia), avec une capacité de regazéification annuelle de 12 milliards de m³.

6.2.3 PRÉVISION DE L'ÉVOLUTION DE LA DEMANDE DE GNL DANS L'ARC TYRRHÉNIEN-LIGURE

Une étude de marché pour le réseau GNL de la région Tyrrhénienne-Ligure, composé des principaux éléments portuaires de Gênes (et Savone), La Spezia et Livourne, dans son ensemble jusqu'en 2025, a récemment été évaluée dans le cadre du **projet GAINN4CORE** à travers un atelier et les commentaires reçus des partenaires et des parties prenantes dans le contexte de référence.

L'étude GAINN a analysé en particulier les prévisions d'utilisation du GNL dans les segments suivants: ferries, croisières, petits navires (par exemple, véhicules techniques de services nautiques), véhicules terrestres (camions et installations portuaires) et autres utilisateurs (par exemple, à usage civil et industriel). L'analyse a attribué à chaque unité la demande pertinente (en m³) et la fréquence d'approvisionnement (en opérations de ravitaillement par semaine).

Pour le secteur maritime/portuaire, l'étude a supposé un besoin annuel en GNL d'environ 275.000 m³/an pour le scénario bas et 515.000 m³/an pour le scénario haut. Le tableau ci-dessous présente les principaux résultats de l'analyse.

Élément	Scénario bas (n)	Scénario élevé (n)	Scénario bas Capacité de GNL (m ³)	Scénario élevé Capacité de GNL (m ³)	Fréquence d'approvisionnement (n/semaine)	Demande de GNL dans le scénario bas (m ³ /an)	Demande de GNL dans le scénario élevé (m ³ /an)
Ferries	2	4	850	850	1	88.400	176.800
Croisières	2	3	2.700	2.700	0,5	140.400	210.600
GNL/GN Navire de soute	3	4	400	400	0,3	18.720	24.960
Bateaux mineurs	0	3	50	50	1	0	7.800
Services techniques nautiques	6	18	35	35	1	10.920	32.760
GNL Électricité à terre	2	4	50	75	2	10.400	31.200
Autres utilisations, par exemple, les locomotives	1	4	50	75	1,5	3.900	23.400
Installations portuaires - Tracteurs	11	28	0,4	0,4	2,5	572	1.456
Installations portuaires - Gerbeur à bras	11	36	0,4	0,4	3,5	801	2.621
Installations portuaires - RMG-RTG	5	17	1,5	1,5	2,5	975	3.315

Élément	Scénario bas (n)	Scénario élevé (n)	Scénario bas Capacité de GNL (m ³)	Scénario élevé Capacité de GNL (m ³)	Fréquence d'approvisionnement (n/semaine)	Demande de GNL dans le scénario bas (m ³ /an)	Demande de GNL dans le scénario élevé (m ³ /an)
					TOTAL SEA-PORT	275.088	514.912

Tableau 45 - Demande maritime potentielle de GNL pour la zone Tyrrhénienne-Ligure (Projet GAINN)

En ce qui concerne le cas spécifique du port de Gênes, l'AdSP de la mer Ligure occidentale dans le cadre de l'initiative GAINN (projet GAINN4CORE) a récemment esquissé, également à travers des études spécifiques approfondies et des rencontres avec les opérateurs du secteur, un scénario de développement du système de stockage et de ravitaillement en GNL dans le port de Gênes, dans le cadre plus large de l'élaboration du nouveau plan réglementaire portuaire.

L'AdSP a souligné que le port de Gênes représente de loin la principale place italienne pour le bunker, animant plus que le double des ports italiens qui le suivent dans le classement des volumes élaborés par Assocostieri. Au total le port de Gênes vient movimenta environ un tiers des soutes italiennes, en particulier destinées pour le 34% au domaine des ferries (ro-pax et ro-ro) et pour le 12% à celui des croisières. Il convient de noter que le secteur du transport régulier de passagers (ferries et croisières), dans lequel Gênes représente l'un des principaux ports nationaux, est raisonnablement considéré par les initiés, et en particulier par Confitarma elle-même, comme l'un des premiers secteurs qui pourront adopter le GNL comme carburant alternatif pour la propulsion des navires.

Les résumés suivants sont le résultat de la discussion et du développement du projet de l'AdSP avec les parties prenantes et en particulier avec les associations représentant les opérateurs.

En tant que valeur intermédiaire de la demande, ils peuvent être pris comme référence:

- Les estimations produites pour le sous-groupe "Transport naval", coordonné par le MIT dans le cadre de la rédaction du Plan stratégique national du GNL, traitées sur la base des données du projet COSTA, considèrent une demande potentielle de GNL en 2025 dans le port de Gênes égale à environ 325.000 m³ et correspondant à une conversion de 25% des navires utilisés en 2012 dans la navigation de Short-Sea-Shipping (SSS) entre les ports principaux dans l'hypothèse que ces navires se ravitailleraient à la fois dans le port d'origine et dans le port de destination.

- Les estimations préparées par Confitarma au niveau national, au sein du sous-groupe "Transport naval" susmentionné, ont estimé que le cluster des ports liguriens dans son ensemble (Gênes, Savone et La Spezia), pourrait exprimer une demande potentielle de GNL dans une fourchette comprise entre environ 100.000 m³ (2018-2020) et 1.100.000 m³ (après 2025).
- Estimations préparées par Confitarma au niveau local en automne 2016 et basées sur une méthodologie différente par rapport à celle utilisée au niveau national, en partant des données de consommation de la dernière année disponible (2015 pour les croisières et les ferries et 2014 pour les autres types de navires) et en prévoyant une substitution progressive de la consommation d'IFO et de MDO à parts égales: en partant de 5% jusqu'à 50%.
- Pour les autres types de navires, le transfert est calculé selon les mêmes critères que ceux utilisés au niveau national. Sur la base de cette approche, l'estimation de la demande potentielle dans le port de va d'une valeur minimale d'environ 97.000 m³ (correspondant à un transfert vers le GNL de la consommation de soute de 5% pour les croisières et les rouliers et de 2,5%-5% respectivement pour le fuel et le mdo pour les autres types de navires) jusqu'à 970.000 m³ (correspondant à un transfert vers le GNL de la consommation de soute de 50% pour les croisières et les rouliers et de 20%-40% respectivement pour le fuel et le mdo pour les autres types de navires).

Le tableau suivant représente un résumé des analyses ci-dessus.

	Confitarma national (2018-2020)	Confitarma (scénario bas)	Projet COSTA (2025)	Confitarma (scénario haut)	Confitarma (> 2025)
Demande potentielle de GNL (m³/an)	80.000	97.000	325.000	970.000	1.110.000

Tableau 46 - Résumé des différents scénarios de demande maritime potentielle de GNL dans la zone Tyrrhénienne-Ligure

Une autre étude spécifique au port de Gênes, portant sur le secteur des ferries, a été réalisée par la Fundacion Valenciaport dans le cadre des projets GAINN4MOS et CORE LNGas HIVE PROJECT, cofinancés par l'Union européenne. L'étude (2016) fait partie de l'analyse de la demande maritime réalisée par la Fundacion Valenciaport pour Puertos del Estado et partage la même méthodologie.

La demande potentielle de GNL à usage maritime, pour le seul secteur des ferries, prévoit dans le scénario haut environ 685.000 m³ par an de soutage de GNL, ce qui correspond aux

besoins annuels de 25 unités de ferries, en supposant que les navires se ravitaillent dans le port de Gênes.

Carburant	Volume estimé d'avitaillement en GNL (t)	Volume estimé d'avitaillement en GNL (m ³)
Scénario élevé - construction de nouveaux ferries au GNL	308,556	685.000

Tableau 47 - Demande potentielle de GNL pour le port de Gênes (projet GAINN4MOS)

En ce qui concerne la demande potentielle de GNL pour les ports ligures, compte tenu de l'indétermination du tableau général, il est possible ici d'identifier le niveau maximal de la demande dans un volume d'environ 3,5 millions de m³/an, correspondant à l'hypothèse d'une conversion complète au GNL de la consommation actuelle de soutes (égale à environ 1,9 million de tonnes enregistrées en 2016, dernières données disponibles fournies par l'IRE).

Vous trouverez ci-dessous les données agrégées sur l'avitaillement national et international recueillies par l'IRE Ligurie auprès des opérateurs portuaires en référence à l'année 2016 par type de carburant et avec le potentiel équivalent d'avitaillement en GNL exprimé en m³³⁴.

Carburant	Volumes d'avitaillement enregistrés dans les ports de Ligurie (t)	Équivalent de consommation potentielle de GNL (m ³)
Total mazout	1.829.206	3.304.468
Total du carburant diesel	140.381	270.717
TOTAL	1.969.587	3.575.185

Tableau 48 - Demande potentielle maximale de soutage de GNL dans les ports de Ligurie

³⁴ Les pouvoirs calorifiques spécifiques suivants par type de combustible ont été utilisés pour la conversion: GNL 49.200 kJ/kg, MGO/MDO 42.700 kJ/kg, HFO 40.000 kJ/kg.

Dans le chapitre relatif aux scénarios de développement de la zone ligure, les différentes hypothèses relatives à la demande maritime potentielle de GNL seront analysées par rapport aux hypothèses d'usines onshore (dépôts côtiers) pouvant être mises en œuvre dans la zone.

6.3 LE DÉVELOPPEMENT DE LA CHAÎNE BIO-GNL

La question de l'utilisation éventuelle du biogaz dans le secteur des transports est de plus en plus d'actualité. Sous l'impulsion des politiques de réduction des émissions et à la lumière des nouvelles exigences environnementales, l'utilisation du biométhane dans les transports permettrait de réduire les émissions de CO₂ jusqu'à 90% et de rendre les processus de production, de transformation et de consommation plus efficaces dans une économie circulaire.

En outre, la possibilité de créer une série d'infrastructures de liquéfaction du biométhane dans tout le pays favoriserait le développement généralisé du réseau de stockage et de distribution du GNL, même dans les zones où l'approvisionnement traditionnel en GNL (par voie terrestre ou maritime) est plus complexe ou économiquement non viable.

Le rapport 2018 de l'Agence européenne du biogaz a montré que le nombre d'installations européennes de biogaz a augmenté régulièrement au cours de la dernière décennie, ce qui prouve que les marchés nationaux sont bien établis et suffisamment solides pour surmonter l'incertitude politique qui a touché certains pays. Fin 2017, 17 783 installations de biogaz et 540 installations de biométhane étaient en service en Europe, produisant 1,94 milliard de mètres cubes de biométhane sur l'année.

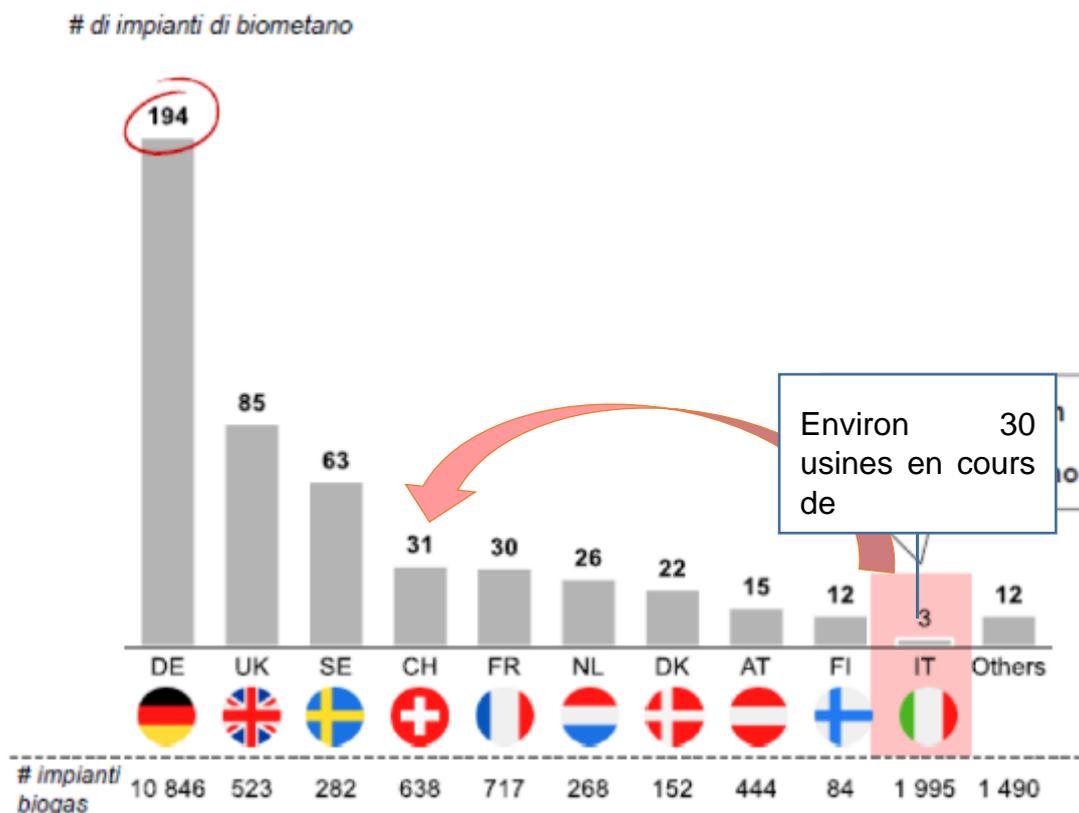


Figure 104 - Installations de production de biométhane et de biogaz en Europe (Source: Assocostieri sur données Bain & Company - 2018).

La production semble également bénéficier de l'adoption de la directive sur les énergies renouvelables, qui prévoit un objectif juridiquement contraignant de 32% d'énergies renouvelables à l'échelle de l'UE d'ici 2030, avec une clause de révision à la hausse en 2023, ainsi que des objectifs sectoriels et un objectif final de 14% d'énergies renouvelables dans le secteur des transports d'ici 2030.

La directive, qui devra être transposée par les États membres de l'UE dans leur législation nationale, constitue certainement une étape positive vers l'adoption à grande échelle du gaz renouvelable au cours de la prochaine décennie. Il permettra de faciliter l'accès du biométhane au réseau de gaz naturel, d'étendre les garanties d'origine et de faciliter les échanges transfrontaliers.

7 Caractéristiques de l'infrastructure

Ce chapitre analyse les éléments à évaluer lors de la phase de conception d'un terminal méthanier, en distinguant notamment les zones fonctionnelles, le dimensionnement de l'infrastructure, les ouvrages de génie civil principaux et annexes, les caractéristiques de la zone, les éventuelles analyses complémentaires et les caractéristiques technico-ingénierie du site.

7.1 Domaines fonctionnels

Parmi les facteurs à prendre en considération pour la conception - le positionnement - le dimensionnement correct d'un terminal GNL, nous pouvons considérer:

- l'accessibilité et la taille des camions-citernes;
- l'existence d'un réseau de distribution de GNL à proximité du terminal;
- le coût et les caractéristiques du terrain;
- la disponibilité des infrastructures publiques telles que les routes, l'électricité, les réseaux d'eau et d'égouts;
- la disponibilité de l'énergie;
- installation logistique pour la gestion des produits et des déchets de la chaîne d'approvisionnement.

Une fois la zone optimale identifiée, une autre étape consiste à définir les fonctions à inclure dans le terminal GNL et à prévoir les différentes zones, les connexions infrastructurelles entre elles et toutes les zones accessoires nécessaires à la bonne utilisation des services.

Les terminaux de regazéification reçoivent le GNL transporté sous forme liquide par les méthaniers, le stockent, le gazéifient et le pressurisent pour l'injecter ensuite dans le réseau de transport et/ou de distribution des gazoducs.

Un dépôt côtier de GNL n'est pas seulement caractérisé par la présence de réservoirs cryogéniques pour le stockage du GNL, mais il existe des zones fonctionnelles spécifiques nécessaires à la gestion et au fonctionnement des différentes phases de travail.

De manière générale, les terminaux GNL sont conçus pour assurer un espacement adéquat entre les différentes sections physiques du terminal. Les dimensions dépendent principalement du nombre et de la taille des réservoirs de stockage et des distances de sécurité à respecter entre eux et entre les réservoirs et les autres infrastructures du terminal.

Les principales unités d'un terminal sont énumérées ci-dessous:

- la zone de réception (quai d'amarrage et de déchargement des méthaniers);
- Réservoirs de réception et de stockage temporaire de GNL;

- unité de regazéification (vaporisation): ce composant peut ne pas être présent en cas de stockage côtier;
- section de récupération des gaz d'ébullition (BOG);
- correction du gaz final: ce composant peut ne pas être présent dans le cas d'un dépôt côtier;
- les systèmes auxiliaires et de service;
- système de contrôle et de sécurité;
- les travaux de génie civil et les infrastructures auxiliaires.

Le dépôt côtier sera donc conceptuellement divisé en zones fonctionnelles, décrites ci-dessous:

- **zone d'amarrage et de transfert du GNL:** elle comprendra les infrastructures et les installations d'amarrage des méthaniers et des allèges ainsi que tous les dispositifs et équipements nécessaires au transfert et à la mesure corrects du GNL et du BOG (boil-off gas) lors du déchargement des méthaniers et du chargement des allèges;
- **zone de stockage du GNL:** elle comprendra les réservoirs et tous les dispositifs annexes et auxiliaires nécessaires à leur bonne gestion. Il comprendra également la salle de contrôle pour la supervision et la gestion de la centrale;
- **zone de chargement des citernes:** elle comprendra les baies de chargement/refroidissement des citernes, les systèmes de mesure de la charge et tous les systèmes auxiliaires pour un fonctionnement et une gestion corrects;
- **zone de gestion du BOG:** elle comprendra les MCI pour la production d'électricité afin de couvrir uniquement l'autoconsommation de l'usine, l'usine de liquéfaction basée sur le cycle inverse de Stirling pour la re-liquéfaction du BOG et la torche d'urgence.

L'usine sera supervisée par une salle de contrôle spéciale située dans la zone de stockage du GNL, qui contiendra les principaux systèmes de supervision. Une station de contrôle est également prévue en correspondance avec la plate-forme d'exploitation, pour le contrôle visuel des opérations de transfert de GNL.

7.1.1 Zone d'arrivée du navire

La section de réception des terminaux GNL *terrestres* comprend un quai avec une zone d'accostage pour les méthaniers, les bras de déchargement et la ligne de transfert du GNL vers les réservoirs de stockage. La zone située devant la jetée doit permettre une manœuvre et un amarrage faciles et sûrs des méthaniers. Le quai doit être équipé de systèmes permettant d'ancrer le navire en toute sécurité (il doit donc également comprendre, par exemple, un système d'amarrage rapide) et d'un système permettant de soutenir le navire.

Depuis le méthanier, le GNL est transféré vers les réservoirs de stockage à l'aide de pompes cryogéniques, de bras de déchargement mécaniques et d'une ligne de transfert ultérieure. Pendant les opérations de déchargement, des vapeurs sont générées (*boil-off*) qui peuvent être entièrement récupérées par un système dédié exclusivement au retour des vapeurs vers le méthanier.

La conception des barrages de déchargement de GNL et les problèmes liés à l'interface terre-navire sont décrits en détail dans les normes UNI-EN 1474 et UNI-EN 1532 respectivement; cette dernière norme définit les exigences minimales de conception et de gestion pour le transfert de GNL du navire à la terre. En particulier, les exigences nécessaires pour que le transfert de GNL depuis les terminaux de chargement et de déchargement soit effectué en toute sécurité sont décrites et donc les connexions entre le navire et le terminal, les aspects de sécurité des opérations de transfert et toutes les autres opérations effectuées lorsque le navire est amarré au quai sont pris en considération.

Les systèmes de sécurité utilisés pendant le déchargement comprennent des systèmes de détection de gaz et d'incendie, des systèmes radar ou d'autres dispositifs d'alerte pour avertir l'équipage de la présence d'un autre trafic ou de dangers autour de la coque.

Les zones en question doivent être conçues en tenant compte de tous les aspects techniques de la connexion entre le navire et les réservoirs, y compris la gestion du BOG, et ne doivent pas non plus présenter de déficiences infrastructurelles typiques d'un quai portuaire. En fait, tous les aspects de l'accostage des navires doivent être garantis, comme les bollards, un fond marin adéquat, un quai intact et des défenses efficaces.

7.1.2 Zone de stockage

La section de stockage, et en particulier les réservoirs, doivent être réalisés de manière à résister à la température du gaz naturel liquéfié et à protéger en même temps le contenu contre les événements accidentels externes (par exemple, incendie, tremblements de terre, explosions, chocs, etc.)

Les terminaux existants ou ceux présentés sous forme de projets ont des caractéristiques particulières fortement liées aux caractéristiques du site. La description suivante est une description sommaire qui regroupe les types de réservoirs par macro-caractéristiques.

Pour les types de réservoirs présents dans les terminaux GNL, il faut se référer aux dispositions de la norme UNI-EN 1473. Les types les plus courants peuvent être brièvement résumés:

- réservoir à double paroi et à confinement unique. La paroi intérieure est en acier au nickel (9%), la paroi extérieure en acier au carbone;
- les réservoirs à double confinement où le réservoir intérieur est en acier au nickel (9%) et le réservoir extérieur est généralement en béton armé utilisant du béton cryogénique; cette paroi est généralement située à environ 6 mètres ou moins du

premier réservoir; en outre, la paroi en béton armé a pour fonction de protéger le réservoir des accidents extérieurs;

- Le réservoir de confinement intégral comporte un conteneur intérieur en acier au nickel (9%) et un conteneur extérieur qui supporte le toit renforcé en acier au carbone et peut être conçu pour résister aux attaques de missiles et aux objets volants.

Il convient également d'ajouter que chacun de ces trois macro-types de réservoirs peut ou non être situé à l'intérieur d'un bassin de confinement généralement constitué de béton armé.

La phase la plus délicate dans la gestion du stockage est le contrôle du liquide à l'intérieur du réservoir où le GNL constitue un système dynamique aussi bien pendant l'approvisionnement (pendant lequel le GNL provenant des méthaniers est ajouté au GNL déjà présent dans le réservoir) qu'à un stade ultérieur lorsque le GNL est retiré du réservoir pour être envoyé vers les systèmes de distribution.

Il convient de noter que le GNL déchargé des navires peut avoir une température et/ou une densité différente de celle déjà présente dans le réservoir. Les variations de pression qui peuvent se produire dans les réservoirs de stockage pendant les transferts et la vitesse de transfert seront régulées de manière à récupérer, au moyen de systèmes appropriés, le gaz qui est généré.

7.1.3 Zone de transport

Dans ce domaine, les activités relatives à la gestion des véhicules, au ravitaillement et à l'acheminement ultérieur des véhicules pour le transport de GNL par route ont lieu. Les véhicules utilisés pour le transfert de GNL sur roues ont une capacité d'environ 40-50 m³ de GNL et le temps de remplissage de l'ensemble du réservoir de GNL peut varier considérablement en fonction de la technologie utilisée (entre 30 et 60 minutes). Pour le bon fonctionnement des zones de chargement des véhicules cryogéniques, il existe des réservoirs et des pompes destinés uniquement au ravitaillement de ces véhicules avec un fonctionnement alterné.

La zone de camionnage est caractérisée par une série de quais de chargement (2-4) reliés à des réservoirs spécifiques et mis en réseau avec la zone de gestion du BOG. Cette fonction est généralement caractérisée par les éléments technologiques suivants:

- n° 1 système de régulation du débit de GNL liquide;
- n°1 système de gestion des vapeurs de retour (BOG);
- n°2 systèmes de mesure (n°1 ligne liquide et n°1 ligne de retour de la phase gazeuse fiscale);

- n° 1 station de chargement composée de deux bras de chargement, l'un pour le GNL liquide et l'autre pour la récupération des vapeurs de BOG, tous deux équipés d'une soupape de rupture d'urgence;
- n°1 barème fiscal pour la comptabilité du GNL.

La zone de chargement des véhicules routiers peut comprendre non seulement les baies de ravitaillement des véhicules, mais aussi des zones de stationnement et des voies de liaison avec le réseau routier local. Le schéma suivant met en évidence le cheminement fonctionnel pour la réalisation d'une zone de chargement sûre.

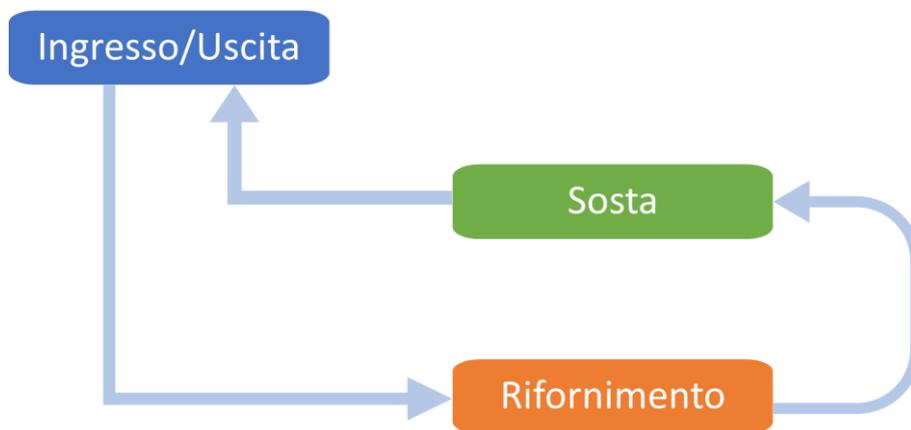


Figure 105 - Zone de transport

La voie de circulation des véhicules routiers à ravitailler doit être différente de la voie de circulation interne utilisée par les opérateurs pour la commande des machines et pour leurs activités opérationnelles quotidiennes habituelles.

7.1.4 Zone de gestion du BOG

Afin d'éviter les émissions de gaz naturel, qui se forment aussi bien en cas d'urgence qu'en cas de fonctionnement normal de l'usine et de récupération pendant le transfert du produit du navire au réservoir, il existe des solutions techniques impliquant un système de récupération du *Boil-Off-Gas* (BOG).

Pendant les opérations de déchargement du navire, le niveau dans les réservoirs augmente, ce qui entraîne une diminution du volume disponible pour la vapeur; en même temps, le niveau dans les réservoirs du méthanier diminue en conséquence, ce qui entraîne une augmentation du volume disponible pour la vapeur et une réduction de la pression dans les réservoirs du navire.

Pour éviter toute possibilité de réduction excessive de la pression, une partie de la vapeur disponible dans les réservoirs à terre est renvoyée vers le navire, par simple différence de pression. La vapeur de retour est refroidie afin de garantir que la température de la vapeur elle-même entrant dans le navire, principalement au début des opérations de déchargement, ne dépasse pas les niveaux acceptables prévus (environ -130 °C), évitant ainsi l'introduction de quantités excessives de chaleur à l'intérieur des réservoirs du navire. L'excédent de liquide sera extrait du flux de vapeur dans le séparateur de quai, qui accueillera également les drains des lignes et des équipements dans la même zone.

Normalement, l'excès de BOG dans les réservoirs est géré par le biais:

- rediriger une partie des vapeurs générées vers le méthanier;
- le système d'alimentation des générateurs électriques de la centrale;
- le système de reliquéfaction du BOG à l'aide d'unités Stirling à cycle inverse;
- les procédures d'accumulation de vapeur par les fluctuations de pression de l'usine et les cycles de refroidissement par pulvérisation (gestion de la pression positive dans la chaîne de transfert du GNL: méthanier/réservoirs/citernes ou allèges; recirculation et pulvérisation du GNL dans les réservoirs pour la reliquéfaction du BOG).

Pendant le fonctionnement nominal du terminal, en l'absence d'opérations de déchargement/chargement de navires et/ou de citernes, dans les cas où la quantité de BOG générée est inférieure à la capacité de traitement des systèmes installés, l'exclusion sélective d'un nombre quelconque d'unités Stirling est généralement envisagée afin d'ajuster les quantités de BOG éliminées aux besoins opérationnels réels de l'installation, en garantissant dans tous les cas l'alimentation des systèmes de génération électrique.

7.1.5 Zone de contrôle et systèmes auxiliaires

L'ensemble du terminal nécessite une zone dédiée au contrôle des installations et des systèmes de sécurité pour une gestion optimale de l'ensemble du complexe. En outre, l'ensemble du terminal doit être équipé de ces infrastructures et systèmes pour le fonctionnement des principaux composants. Le complexe de systèmes auxiliaires nécessaires au fonctionnement de l'installation comprend par exemple:

- système de collecte des eaux de drainage du GNL;
- unité de mesure fiscale du GNL injecté dans le réseau et du GNL déchargé des méthaniers;
- système de distribution de gaz combustible;
- unité de distribution d'électricité;
- système de contrôle et de supervision du processus;

- système de gestion des urgences du processus;
- système de détection des fuites de produits et/ou des incendies;
- système de combustion de la torche.

Le torchage est nécessaire pour réaliser l'élimination du GNL, même si la norme ne l'exige pas. En effet, il est possible d'évacuer l'excès de *boil-off* dans l'atmosphère au moyen d'une bougie d'échappement; la norme ne privilégie pas une solution par rapport à l'autre, elle demande simplement que les installations de GNL soient conçues sur le principe de l'utilisation non continue de la torche ou de l'évacuation non continue de ces vapeurs dans l'atmosphère. En résumé:

- les torchères sont caractérisées par la combustion complète des vapeurs d'*ébullition* destinées à l'élimination avec production de fumées de combustion et émission de chaleur concentrée: il est donc nécessaire de vérifier que le rayonnement thermique produit par la torchère est convenablement minimisé en correspondance avec les récepteurs sensibles;
- les événements sont caractérisés par la dispersion des vapeurs d'*ébullition* dans l'atmosphère sans combustion: il est donc nécessaire de vérifier que les mélanges inflammables de vapeurs d'*ébullition* qui se créent ne peuvent atteindre aucune source d'ignition.

On considère généralement qu'il est plus sûr de concentrer la combustion des vapeurs d'*évaporation* irrécupérables dans une torchère située à une hauteur et à une distance suffisantes des récepteurs sensibles potentiels pour éviter les effets négatifs que de libérer un nuage de vapeur potentiellement dangereux dans l'atmosphère.

Cette pratique (la combustion de préférence à la dispersion dans l'atmosphère) serait en effet non seulement plus sûre mais aussi plus acceptable du point de vue environnemental, étant donné que le méthane (principal composant du gaz naturel) a un GWP (Global Warming Potential, potentiel de réchauffement planétaire) 21 fois plus élevé que le dioxyde de carbone.

Malgré les avantages incontestables énumérés ci-dessus de l'utilisation de torches par rapport aux fusées éclairantes, l'emplacement d'une torche dans la zone de l'installation est rendu difficile par la nécessité de maintenir des distances de sécurité adéquates à la fois par rapport aux installations et aux zones extérieures à l'installation, en référence au rayonnement thermique maximal admissible.

La possibilité de placer une bougie d'échappement à une hauteur appropriée, en tenant compte du fait que les vapeurs d'*ébullition* sont plus légères que l'air et que les régimes anémométriques typiques tendent à éloigner ces vapeurs des sources d'inflammation possibles, a permis de conclure que la solution de la bougie d'échappement est préférable et garantit des conditions de sécurité similaires.

En particulier, la bougie d'échappement a été placée à une distance appropriée des installations, de sorte que l'inflammation éventuelle et peu probable des vapeurs d'ébullition à la sortie ne puisse pas provoquer de rayonnement thermique excessif vers les installations elles-mêmes. En outre, dans la phase d'ingénierie détaillée, il sera possible d'évaluer l'application, actuellement en phase de développement, d'une "bougie intelligente", c'est-à-dire une bougie normalement froide, mais qui, en cas d'urgence, peut fonctionner comme une torche.

7.2 Dimensionnement

Le dimensionnement de l'infrastructure du dépôt côtier de GNL est réalisé grâce à l'utilisation de paramètres d'entrée, tels que le nombre de véhicules à ravitailler en un an, le nombre de ravitaillements annuels prévus, le navire du projet.

Cela permet d'évaluer à la fois la taille des dépôts de GNL côtiers et toute la composante liée au transport routier (zone d'attente pour les véhicules, routes internes et externes, zone de ravitaillement pour les véhicules) ou au trafic maritime (taille des quais).

Cependant, il n'est pas possible d'utiliser une formule qui relie la quantité de GNL à stocker à la superficie requise pour l'ensemble du terminal, car il existe des caractéristiques et des infrastructures auxiliaires qui peuvent faire varier les superficies requises.

La présence d'un vaporisateur, en effet, modifie sensiblement la surface totale, ainsi que la quantité de baies de chargement pour les véhicules routiers. De plus, la forme de la zone peut conduire à une distribution différente avec une plus grande utilisation des espaces internes pour la répartition des différentes activités internes,

Le schéma suivant montre les principales fonctions et les flux internes de personnel et de matières premières. Les connexions qui se terminent par des flèches mettent en évidence les flux de GNL où le point de départ de tout le mouvement à l'intérieur du terminal est l'"Accosto". En revanche, les connexions sans flèche sont des flux de véhicules ou de personnes. Les plus grandes flèches font référence aux éventuelles connexions de gaz, sous forme liquide ou gazeuse, avec le réseau local ou vers d'autres pôles industriels. réseau ou vers d'autres pôles industriels.

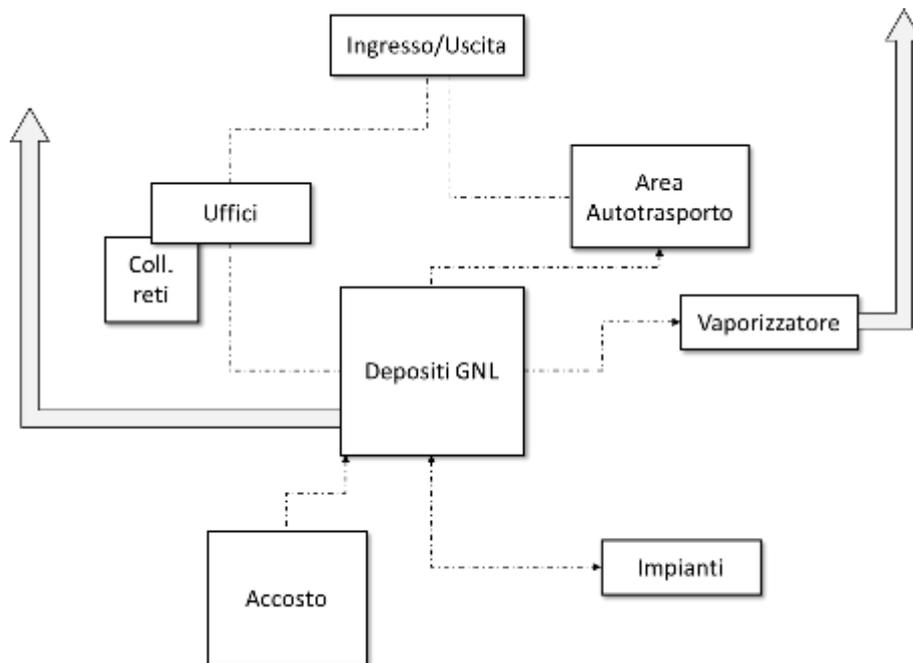


Figure 106 - Funzioni

7.2.1 Approches du bord de mer

Le dimensionnement des postes d'amarrage est évidemment évalué en fonction de la surface disponible de la zone identifiée. Mais un aspect très important à évaluer est la taille de référence des navires en transit dans le port analysé. Ce paramètre peut être dimensionné en considérant les méthaniers en transit dans le port considéré, tant en ce qui concerne la taille physique du navire (longueur, largeur, tirant d'eau) que la quantité de GNL pouvant être transportée par des navires de cette taille.

Le transport de GNL par voie maritime s'effectue dans des méthaniers spéciaux, dont la capacité de chargement est généralement comprise entre 40 000 et 140 000 m³ de GNL, soit 18 000 à 63 000 tonnes. Il s'agit de navires à double coque, probablement parmi les navires marchands les plus sophistiqués actuellement en service (dont le coût est également le double de celui des pétroliers de taille similaire). Les réservoirs de stockage de GNL sont fixés à la coque intérieure, qui est responsable de la résistance structurelle secondaire à l'impact. La coque extérieure, quant à elle, est responsable de la principale résistance structurelle à l'impact. Les méthodes de construction et la longue expérience acquise également dans des situations accidentelles réelles ont montré que les réservoirs de stockage sont suffisamment fiables pour éviter le risque d'incendie ou de rupture de ces derniers à la suite d'événements pouvant se produire à l'intérieur du navire, tels que des incendies ou même des explosions ayant des causes communes (c'est-à-dire indépendantes des marchandises transportées). Les réservoirs sont étanches, ignifuges et de plus inertes, c'est-à-dire entourés d'une atmosphère sans oxygène. Le tableau suivant présente les principales caractéristiques de certains types de méthaniers.

Fonctionnalité	UM	Type de navire			
		Minimum	Intermedia	Maximum	
		Réservoirs prismatiques	Réservoirs prismatiques	Réservoirs sphériques	Réservoirs prismatiques
Poids mort	[DWT]	22.000	51.000	75.000	75.000
Capacité de charge	[m ³]	40.000	75.000	140.000	140.000
Longueur totale	[m]	200	250	300	295
Longueur entre perpendiculaires	[m]	185	235	282	280
Largeur	[m]	29.2	35	46	46
Hauteur de construction	[m]	18	21	29	29
Tirant d'eau à pleine charge	[m]	8,7	9,5	11,3	11,3
Pêche au lest	[m]	4,7	5,0	8,3	8,3
Déplacement à pleine charge	[t]	40.000	74.000	95.000	95.000
Zone longitudinale exposée au vent (navire entièrement chargé)	[m ²]	2.500	2.800	6.700	4.600
Zone longitudinale exposée au vent (navire sur lest)	[m ²]	3.300	3.900	7.200	5.100
Zone transversale exposée au vent (navire entièrement chargé)	[m ²]	380	820	1.350	1.250

Fonctionnalité	UM	Type de navire			
		Minimum	Intermedia	Maximum	
		Réservoirs prismatiques	Réservoirs prismatiques	Réservoirs sphériques	Réservoirs prismatiques
Zone transversale exposée au vent (navire sur lest)	[m ²]	500	1.000	1.450	1.350
Distance entre l'arc et le collecteur	[m]	90-95	120-130	120-140	128-151
Distance entre la bride du collecteur et le bord du navire	[m]	2,0-6,0	2,0-6,0	2,8-4,0	1,6-4,0
Hauteur du collecteur au-dessus du niveau de la mer lorsque le navire est chargé	[m]	14-16	13-17	19-21	19-24
Nombre de réservoirs	[-]	6	4	5	5
Nombre de pompes de refoulement	[-]	12 (2 par réservoir)	8 (2 par réservoir)	10 (2 par réservoir)	10 (2 par réservoir)
Type de pompe		submergé	submergé	submergé	submergé
Capacité maximale de décharge du navire	[m ³ /h]	4k	6,4k-9,6k	10k-13k	10k-13k
Tête de pompe	[m]	120-150	105-150	105-160	105-160
N° et Ø des brides de raccordement de liquide (L) et de gaz (G)		4 (L) 14" 2 (G) 10"	2 (L) 16" 1 (G) 14"	4 (L) 16" 1 (G) 16"	4 (L) 16" 1 (G) 16"

Tableau 49 - Caractéristiques des principaux méthaniers

L'étape préliminaire à franchir est de considérer la longueur du navire et son tirant d'eau à pleine charge afin d'identifier les caractéristiques physiques minimales des installations portuaires.

En effet, le tirant d'eau à pleine charge, comparé aux valeurs du fond marin de référence par rapport à la route que le navire emprunte pour atteindre le quai du dépôt de GNL, permet d'identifier la taille maximale du navire du projet et par conséquent les valeurs maximales de GNL transporté par les navires.

Une fois le navire du projet identifié, en fonction de la profondeur des fonds marins et de la longueur du quai, il sera possible de définir le nombre d'approvisionnements annuels nécessaires au réapprovisionnement des dépôts de GNL côtiers et d'évaluer si l'augmentation générée est supportable par les infrastructures portuaires.

Un autre aspect important à prendre en compte pour le dimensionnement des installations en bord de mer concerne les aspects du transfert du GNL du méthanier vers les réservoirs de stockage. En général, les installations doivent être dimensionnées de manière à ce que le navire ne passe pas trop de temps à quai pour décharger le GNL, afin de limiter les opérations et le temps de séjour. Il est donc nécessaire d'identifier un temps de référence, par exemple 15 heures, et de dimensionner les tuyaux et les connexions qui transportent le GNL du méthanier aux réservoirs en conséquence.

7.2.2 Dépôt

Les derniers réservoirs des terminaux GNL sont de type "*full containment*", chacun étant composé d'un réservoir *extérieur* et d'un *réservoir intérieur*. En cas de fuite du confinement primaire, le confinement extérieur permet de retenir le liquide cryogénique. Les réservoirs sont conçus pour limiter le flux thermique provenant de l'extérieur au moyen d'une isolation thermique, généralement obtenue par l'utilisation combinée de matériaux isolants et de conditions de vide entre les deux enceintes.

Malgré le fait que le réservoir et toute la tuyauterie soient cryogéniques, le GNL interne subit encore un certain réchauffement dû essentiellement aux facteurs suivants:

- l'environnement externe;
- la chaleur entrante des lignes d'échappement du navire;
- la chaleur générée par les pompes de surpression du GNL;
- tout apport dû à la circulation du GNL de refroidissement.

Le dimensionnement de l'infrastructure de stockage du GNL doit être évalué en fonction de la quantité de GNL à stocker et de la quantité annuelle de GNL à manipuler dans le terminal GNL. En outre, la construction de plusieurs réservoirs plus petits de type modulaire est

envisagée, afin de construire un nombre égal de réservoirs pour atteindre l'objectif de stockage du GNL et avoir la possibilité d'en construire davantage à une date ultérieure. En évaluant les structures présentes dans la zone méditerranéenne, on constate que la "taille" de référence des réservoirs modulaires est d'environ 1.000 m³ – 1.500 m³ en fonction de la taille de la zone et de la quantité maximale de GNL à stocker dans la zone.

Les réservoirs modulaires sont reliés les uns aux autres dans un réseau unique et tous sont remplis par la même canalisation. Dans certaines circonstances, certains réservoirs peuvent être destinés à des activités spécifiques et en même nombre que les fonctions (certains réservoirs destinés au ravitaillement des véhicules routiers ou des navires). La possibilité de construire des réservoirs plus petits n'implique pas un changement dans la structure du réservoir lui-même.

7.2.3 Camionnage

Le dimensionnement de cette fonctionnalité du terminal GNL est étroitement lié aux surfaces disponibles, puisque le ravitaillement des véhicules n'engendre pas seulement la présence de quais de chargement, mais aussi d'un réseau routier interne et d'une aire de stationnement. La présence de 2 quais de chargement, par exemple, implique la présence de 5-6 positions pour le stationnement des véhicules, afin d'éviter les attentes ou les files d'attente dans des zones non équipées qui pourraient générer des problèmes pour la sécurité des travailleurs et des zones environnantes.

7.3 Infrastructures auxiliaires

L'infrastructure nécessaire à la mise en œuvre complète d'un terminal GNL côtier comprend également les travaux de génie civil principaux et auxiliaires, notamment:

- travaux de génie civil pour les réservoirs de GNL;
- les travaux de génie civil pour la prise et le rejet d'eau dans la mer;
- travaux de génie civil pour le support des tuyaux sur le rack/sleeper;
- cabines et sous-stations électriques;
- salle de contrôle;
- entrepôt et atelier;
- bureaux, loge du gardien, caserne de pompiers, etc.

Travaux de génie civil complémentaires ou auxiliaires, notamment:

- des fondations mineures dans la zone de l'usine;
- les routes et les trottoirs;

- clôtures.

Les travaux en mer sont fonction du type d'accostage prévu dans la phase de conception et peuvent être résumés comme suit:

- plate-forme de déchargement des méthaniers;
- quai pour relier l'île de décharge à la terre;
- des installations d'accostage et d'amarrage pour les méthaniers;
- des allées piétonnes reliant les structures d'amarrage et d'accostage.

Pour la construction d'un terminal GNL comprenant des réservoirs de gaz naturel liquéfié, des zones et des quais de déchargement, des zones de ravitaillement des véhicules routiers et des zones de contrôle, des travaux et des infrastructures auxiliaires sont nécessaires au bon fonctionnement de l'ensemble de l'installation.

Il s'agit notamment de:

- système d'air comprimé;
- système d'azote;
- services de réseaux d'eau;
- les groupes électrogènes et le système d'alimentation en gaz combustible;
- le système de prise d'eau de mer et l'alimentation en eau des vaporisateurs;
- système de récupération, de stockage et de neutralisation de l'eau déminéralisée;
- système de purge 35;
- système d'extinction des incendies;
- système électrique;
- supervision, contrôle et instrumentation;
- système d'alimentation en énergie.

³⁵ Système de collecte et d'acheminement des gaz résiduels provenant des soupapes de sécurité et des soupapes de dépressurisation des réservoirs de GNL et des équipements sous pression qui ne peuvent pas être récupérés dans le condensateur d'ébullition.

Un aspect important qui diffère de la "simple" réalisation des infrastructures civiles à terre est celui qui concerne les travaux de génie civil en mer:

- le dragage pour assurer la profondeur d'eau nécessaire aux méthaniers dans le canal d'accès et le bassin d'évolution;
- des structures d'accostage et d'amarrage pour le déchargement en toute sécurité du méthanier;
- toutes les structures de déchargement des méthaniers, telles que les plateformes de déchargement, les quais de raccordement, les passerelles et les structures d'amarrage dans le cas des quais flottants.

L'ensemble du terminal GNL peut être conclu par la construction de tous les bâtiments annexes nécessaires tels que:

- gardien;
- salle de réunion;
- salle des ordinateurs;
- les bureaux de gestion;
- les bureaux du secrétariat;
- bureaux administratifs;
- les salles d'attente;
- salle de courrier;
- entrée;
- des vestiaires et des toilettes;
- salle des machines;
- archives.

Tout cela devra être connecté aux réseaux traditionnels et aux services de sécurité supplémentaires prévus pour les structures industrielles et opérationnelles, tels que les détecteurs de fumée, le système de protection contre les décharges atmosphériques et les alimentations sans coupure pour la salle informatique.

7.4 Caractéristiques aériennes

7.4.1 Localisation

Cette information est fournie en indiquant les coordonnées géographiques du site où l'installation de stockage de GNL côtier doit être construite. Les coordonnées, latitude (N) et longitude (E), doivent être écrites en utilisant un système de référence communément utilisé, comme le WGS84 (généralement utilisé par les systèmes GPS).

7.4.2 Données climatiques

Les conditions climatiques indiquées sont les suivantes: température et humidité (maximale et minimale pour la période estivale et pour la période hivernale), humidité maximale et minimale, pression atmosphérique de référence. Les données relatives aux précipitations (référence minimale de 30 ans) doivent également être communiquées avec la spécification de la moyenne mensuelle.

7.4.3 Cartographie et arpentage

Il s'agit de l'un des principaux paragraphes car il contient les informations cartographiques de la zone d'intervention, qui peuvent être obtenues par une enquête spécifique sur les zones. En outre, l'étude doit non seulement montrer le tracé planimétrique de la zone où sera construite l'installation de stockage de GNL, mais il faut également effectuer une étude des fonds marins dans la partie des eaux portuaires concernée par l'intervention. Il s'agit de s'assurer que les navires du projet (dont le tirant d'eau maximum doit être défini) ont une profondeur suffisante.

7.4.4 Analyse spécifique

Les analyses complémentaires à réaliser concernent des investigations géotechniques afin de caractériser le sol sur lequel l'installation de stockage de GNL sera construite. Il faut donc joindre une analyse contenant des données météorologiques permettant de définir les conditions météorologiques et maritimes typiques dans les eaux concernées par le trajet des navires entrants et sortants, y compris l'embouchure du port. Les extrêmes de vent, les extrêmes de vagues (à différents endroits du port et dans différentes directions de vagues) et les extrêmes de niveau de la mer doivent être signalés.

7.4.5 Analyse sismique

Il s'agit d'une analyse préliminaire visant à identifier et à évaluer les contraintes générées sur le sol par la construction du dépôt côtier.

Les analyses sont réalisées en tenant compte des investigations précédentes et de certaines investigations complémentaires, notamment des investigations géotechniques pour définir la stratification du sol sur laquelle les contraintes doivent être évaluées.

Pour toutes ces analyses et données, il faut indiquer les sources des données et tout instrument utilisé pour réaliser les enquêtes.

7.5 Analyse complémentaire

Cette section peut inclure toutes les investigations supplémentaires à joindre à l'analyse de faisabilité du dépôt côtier de GNL, y compris l'analyse de la gestion des déchets, de la prévention des risques accidentels et de la sécurité, du bruit généré et de l'élimination de l'eau produite. Toutes les analyses doivent inclure différents scénarios possibles, en partant de l'état initial de la construction de l'infrastructure, en passant par les phases opérationnelles et d'urgence.

L'analyse des infrastructures environnantes existantes (sites industriels, agglomérations urbaines, voies de communication, présence de végétation) est particulièrement importante pour évaluer les dangers potentiels tels que les risques d'incendie, d'ondes de choc et d'inondation (rupture de barrages, de digues, raz-de-marée, etc.).

Dans le cas d'établissements industriels et/ou civils existant déjà à proximité de l'installation, les risques potentiels pour la santé et la sécurité de la population dus à d'éventuels incendies consécutifs à des fuites de GNL ou de vapeurs de GNL stocké doivent être évalués.

Toutefois, ces analyses peuvent être définies comme "classiques", car les aspects de sécurité devront nécessairement être analysés car ils sont requis par des réglementations spécifiques.

Il existe des analyses supplémentaires liées à des domaines spécifiques qui peuvent affecter de manière significative le dimensionnement et la conception du terminal GNL et qui impliquent des connexions externes (connexions routières et maritimes), des aspects environnementaux et des activités ultérieures de démantèlement des infrastructures.

7.5.1 Étude d'impact sur le trafic

Il est également possible d'effectuer des analyses complémentaires qui présentent un grand intérêt du point de vue du commerce et de la gestion des flux de biens tant maritimes que terrestres. Ces analyses, de première importance, étudient et évaluent les impacts qui sont générés sur le trafic portuaire en fonction de la création du dépôt par rapport au cadre d'évaluation initial.

Elle se traduit par la création d'une situation initiale du trafic naval, avec une analyse des marchandises en transit dans le port en question, et du trafic routier/ferroviaire. Ensuite, les impacts générés sur le trafic portuaire pendant les phases de construction et d'exploitation seront analysés.

L'impact le plus important sur la circulation se produira probablement pendant la phase de construction, en raison du déplacement des matériaux nécessaires aux diverses activités de construction.

Ceci est dû à l'émergence d'un trafic de véhicules dû essentiellement à :

- le transport de matériaux de carrière;

- le transport de matériaux d'excavation non réutilisables vers des décharges;
- le transport des matériaux de construction;
- la manutention des travailleurs de la construction.

L'analyse de cet aspect est également basée sur l'identification du type de véhicule, la motivation du transit et la quantité de véhicules en transit (à la fois sur une base horaire et quotidienne).

En ce qui concerne l'évaluation des véhicules en transit pendant la phase opérationnelle, il est nécessaire de considérer le dimensionnement des réservoirs afin d'avoir une quantité maximale de GNL à distribuer aux véhicules en transit. En fonction de la distribution attendue du GNL (différenciée pour les véhicules routiers et les navires), le nombre de véhicules attendus peut être quantifié et donc l'impact sur les routes. Le nombre de véhicules envisagé doit être adéquat par rapport aux infrastructures de connexion présentes dans le port.

En revanche, l'impact le plus significatif des travaux sur le trafic maritime se produira pendant la phase d'exploitation et consistera, dans l'ensemble, en une augmentation du nombre de navires entrants en fonction de leur tonnage.

7.5.2 Interactions avec l'environnement

Dans cette analyse, il faut analyser les émissions qui sont générées dans la zone portuaire tant pendant la construction que pendant les opérations normales.

La première peut être attribuée à:

- les émissions de polluants provenant des moteurs des véhicules utilisés pour la phase de construction (en tenant compte du nombre de véhicules et des puissances relatives des moteurs);
- les émissions de poussières liées à la quantité de terre manipulée.

En ce qui concerne les émissions opérationnelles, elles sont à prendre en compte:

- des moteurs à combustion interne. Les moteurs n° 2 sont censés être utilisés dans des conditions d'exploitation normales;
- les émissions associées au flux d'azote utilisé pour inerte le collecteur de la torchère: le débit d'azote rejeté dans l'air est estimé à environ 6,25 kg/heure;

A ces évaluations préliminaires, relatives à l'usine, il faut ajouter les émissions générées par le trafic induit, imputable au trafic maritime et au trafic routier.

7.5.3 Déclassement et désinvestissement

L'objectif de cette analyse est de définir les phases de déclassement et de démantèlement de l'ensemble de la centrale, en prévision du démantèlement des infrastructures construites. L'objectif est de prévoir les phases de démantèlement de l'ensemble de la centrale, l'élimination des infrastructures construites et la remise en état et la décontamination des zones.

La démolition et l'élimination des infrastructures doivent être prévues pour tous les types de structures construites, avec les différentes méthodes de construction (structure porteuse en béton, structure porteuse en métal, ouvrages souterrains).

L'objectif est de parvenir à une restauration complète des conditions initiales du site, une fois que l'état de qualité des composants environnementaux concernés a été vérifié.

7.6 Caractéristiques techniques et d'ingénierie du site

Le site d'implantation d'un terminal méthanier doit présenter les caractéristiques techniques et d'ingénierie suivantes:

Surface pour les réservoirs	La surface dépend de la taille de la zone disponible et de la quantité de GNL à stocker dans les réservoirs. Dans le cas de la construction de plusieurs petits réservoirs, tels que des réservoirs dont le volume varie entre 1.000 m ³ et 1.500 m ³ , la surface au sol de chaque réservoir est d'environ 60-100 m ² . Ces valeurs sont indicatives et en cas de réalisation d'un plus grand nombre de réservoirs (10 par exemple), la valeur totale doit être doublée compte tenu de la distance à parcourir et de l'espace nécessaire pour tous les systèmes et connexions supplémentaires requis.
Surfaces de ravitaillement	Pour la création d'aires dédiées au ravitaillement des véhicules routiers, une surface d'environ 1/10 de la surface totale doit être envisagée. Toutefois, le rapport indiqué ne doit pas être considéré comme fixe, mais est fonction de la conformation générale de la zone qui peut entraîner une modification du rapport.
Surfaces accessoires	Pour la construction des zones supplémentaires, il est nécessaire de garantir des distances de sécurité entre les composants, ce qui peut entraîner une augmentation de l'occupation des sols.
Pull over	Les postes d'amarrage doivent être dimensionnés en fonction du navire de conception. Une fois la taille du navire du projet identifiée, il sera possible de déterminer la longueur du poste d'amarrage (grâce à la longueur du navire) et la profondeur minimale nécessaire pour le poste d'amarrage (grâce au tirant d'eau à pleine charge). En cas d'augmentation de la taille du quai disponible, davantage de postes d'amarrage peuvent être fournis.

Liaisons routières	Les connexions routières sont une conséquence directe de l'analyse des flux générés par la construction d'une station de ravitaillement en carburant pour véhicules à roues. L'augmentation du trafic généré doit être absorbée par le système routier existant, sans créer de files d'attente ou d'autres problèmes logistiques et de sécurité. L'aire de ravitaillement des véhicules doit être facilement accessible depuis la voirie ordinaire et, si l'aire donne sur une route à grande circulation, il faut évaluer si une entrée différenciée pour les véhicules routiers est fonctionnelle (et au bénéfice de la sécurité).
Connexions par la mer	Les connexions maritimes suivent l'analyse des flux générés et doivent tenir compte de la profondeur des fonds marins disponibles pour les <i>tuners GNL</i> du projet.

Tableau 50 - Caractéristiques techniques

8 Éléments de l'évaluation des sites potentiels

8.1 Approches théoriques pour les procédures relatives aux incidences sur l'environnement

Les installations de stockage côtier de GNL entraînent l'émission de polluants dans l'atmosphère principalement en raison du trafic **maritime**, causé par les méthaniers arrivant pour décharger le GNL, les barges de distribution en mer et leurs remorqueurs de soutien, et du trafic **terrestre**, causé par les méthaniers distribuant le GNL par voie terrestre. Les projets de construction d'installations côtières de stockage de GNL entraînent également l'occupation de terres et de voies navigables liées à la manœuvre et à l'amarrage des navires.

En ce qui concerne les autres composantes environnementales potentiellement affectées par les projets de stockage de GNL en zone côtière, il convient de prêter attention à :

- les prélèvements d'eau, généralement liés aux aspects sanitaires;
- Rejets et traitement des eaux industrielles de première pluie;
- les émissions sonores;
- l'implication éventuelle de zones naturelles protégées;
- aménagement paysager.

8.1.1 Air

Les incidences sur la qualité de l'air doivent être analysées pendant les phases de construction et d'exploitation.

Les impacts sur la qualité de l'air **pendant la construction** sont associés à:

- les émissions de gaz polluants dans l'atmosphère provenant des moteurs des engins de construction sur terre et en mer;
- les émissions de poussières dans l'atmosphère provenant des travaux de terrassement, lors des travaux d'excavation et de remplissage pour la préparation des zones et pour la construction des fondations des structures et des ouvrages de génie civil, de la démolition des ouvrages, du transit sur les routes non revêtues (pistes de chantier);
- les émissions atmosphériques liées au trafic induit.

Les mesures d'atténuation concernant les émissions induites par le trafic comprennent:

- la définition de l'itinéraire des véhicules routiers lourds afin d'éviter, dans la mesure du possible, le transit dans les zones urbaines bâties;
- la limitation de la circulation des véhicules lourds à la période strictement nécessaire à l'approvisionnement en matériaux de carrière et à la livraison à la décharge de ces matériaux et pendant les heures de travail.

Afin de contenir au maximum la production de poussière et donc de minimiser les éventuelles perturbations, il est possible d'adopter, le cas échéant, des mesures appropriées de nature opérationnelle et managériale, telles que:

- le mouillage des pneus des véhicules;
- humidification du sol dans les zones de construction et des tas de granulats pour éviter le soulèvement de poussières;
- réduction de la vitesse de transit des véhicules.

Toujours en ce qui concerne l'utilisation des moyens maritimes, il est conseillé de planifier les activités de manière à optimiser le calendrier, afin de réduire au minimum nécessaire la production d'émissions polluantes dans l'atmosphère.

En ce qui concerne l'impact sur la composante atmosphérique pendant le **fonctionnement**, il convient d'y réfléchir:

- le bilan des émissions de l'intervention au niveau local, en examinant les nouvelles émissions et les émissions perdues induites par la mise en œuvre du projet, en se

référant aux polluants ayant des effets locaux (en particulier les NOx, les poussières et les SOx);

- l'impact sur la qualité de l'air local, évalué par l'application d'un modèle de diffusion;
- le bilan des émissions de l'intervention par rapport à l'émission de gaz altérant le climat, en étudiant à la fois les nouvelles émissions et les émissions perdues induites par la mise en œuvre du projet.

Les émissions atmosphériques nouvellement introduites peuvent être évaluées en commençant par:

- provenant des méthaniers qui entrent et sortent de l'installation de stockage et pendant le déchargement du GNL;
- provenant des remorqueurs utilisés pour les opérations d'accostage des transporteurs de gaz;
- des moteurs à combustion interne (s'ils sont destinés à être installés dans une installation de production d'électricité);
- des véhicules de distribution de GNL qui sont chargés à l'installation et livrent le GNL aux installations de distribution pour les véhicules à moteur;
- provenant des briquets utilisés pour le ravitaillement des navires.

L'atténuation peut être mise en œuvre par les mesures suivantes:

- éviter de laisser tourner inutilement les moteurs des véhicules et des machines;
- planifier les activités de manière à optimiser le calendrier afin de réduire au minimum nécessaire la production d'émissions polluantes dans l'atmosphère;
- la conformité des véhicules aux réglementations les plus strictes en vigueur en matière d'émissions dans l'atmosphère;
- l'entretien correct des véhicules.

8.1.2 Eaux

Les interactions entre le projet et la composante environnement de l'eau sont dues à:

- prélèvements d'eau pour les besoins du site (mouillage des zones du site, usages civils, etc.);
- le rejet et le traitement des effluents liquides (effluents civils, eaux utilisées dans le processus de gestion des réservoirs et des canalisations, eaux de pluie);
- la modification du drainage de surface;

- l'altération des caractéristiques de qualité des eaux marines pendant la construction d'ouvrages maritimes (défense et docks/approches);
- occupation/restriction de l'utilisation des eaux;
- l'interaction avec les flux d'eaux souterraines;
- les déversements/écoulements potentiels de l'équipement de construction.

Afin de réduire au maximum la consommation d'eau, il est possible de prendre des mesures telles que la limitation de l'arrosage des zones de chantier aux situations d'absolue nécessité, ou la mise en place d'un système de réutilisation des ressources en eau.

Afin de minimiser les interférences avec la structure hydraulique de la zone, les zones d'excavation doivent être réduites au minimum et les opérations d'excavation doivent être effectuées de la manière la plus efficace possible. Les interférences avec la circulation des eaux souterraines sont généralement liées aux fondations des bâtiments et aux travaux mineurs, ainsi qu'à l'installation de pieux de fondation pour les réservoirs de GNL.

Les mesures visant à atténuer le risque de déversement et de fuite des véhicules et des machines en raison d'événements accidentels, notamment lors des opérations de ravitaillement en carburant et d'entretien, comprennent:

- effectuer les opérations de maintenance des véhicules sur le site logistique de l'entrepreneur;
- l'expertise pour effectuer les opérations d'entretien extraordinaire dans des zones spécifiquement dédiées et conçues (sur des surfaces planes équipées de feuilles imperméables d'une épaisseur adéquate);
- l'attention portée au ravitaillement des véhicules d'exploitation à l'intérieur des zones de chantier au moyen de petits camions équipés de réservoirs et des équipements nécessaires pour éviter les déversements et en tout cas loin des milieux écologiquement sensibles;
- contrôle périodique des circuits hydrauliques des machines.

En outre, les incidences sur les composantes environnementales susmentionnées peuvent être évitées grâce aux mesures suivantes:

- prévoir le compactage des zones du site avant l'excavation pour limiter la vitesse de filtration;
- en essayant d'éviter que les véhicules de travail ne passent sur les sols enlevés ou à enlever;

- l'enlèvement et l'élimination des sols contaminés conformément aux procédures prévues par la législation en vigueur et leur remplacement par des matériaux ayant les mêmes caractéristiques;
- préparer un plan de gestion des urgences en cas de déversement de contaminants/polluants;
- le pavage des zones potentiellement contaminées par des déversements accidentels et, si nécessaire, la mise en place de bassins de confinement adéquats.

8.1.3 Sol et sous-sol

D'une manière générale, l'exécution de tout ouvrage modifie les caractéristiques du sol et du sous-sol sur lesquels il se trouve.

Les principaux impacts sur la composante sol et sous-sol pendant la phase de construction sont représentés par:

- la gestion des terres et roches excavées et des déchets;
- occupation/restrictions de l'utilisation des terres;
- occupation/restriction de l'utilisation des zones aquatiques.

En outre, la principale consommation de ressources est liée à:

- les matériaux de construction (béton, métallurgie, etc.);
- acier (construction de pipelines et de réservoirs);
- les peintures, les matériaux d'isolation et divers produits chimiques.

Les déchets produits pendant les activités de construction doivent être divisés en catégories distinctes selon les codes CER appropriés et stockés temporairement dans des zones de stockage par catégorie.

Les catégories de déchets suivantes peuvent être supposées:

- les déchets de démolition (attention à la présence éventuelle d'artefacts contenant de l'amiante);
- les résidus de béton provenant des travaux de construction;
- les déchets de papier, de plastique et de bois provenant des emballages;
- des résidus de métal;
- les déchets liquides provenant d'usages civils;
- les résidus de matériaux plastiques et isolants;

- les huiles et les huiles usagées.

Les mesures d'atténuation qui peuvent être envisagées pour ces aspects sont les suivantes:

- réutiliser, dans la mesure du possible, les matériaux provenant des travaux de terrassement du site;
- la minimisation de la production de déchets;
- la délimitation de zones de stockage temporaire, tant pour les matériaux issus des opérations d'excavation que pour ceux issus de la production de déchets;
- l'identification, par une signalisation appropriée, des matériaux présents dans les zones de stockage temporaire et des risques relatifs qui leur sont associés.

Les impacts sur le composant pour la **phase d'exploitation** peuvent être:

- la consommation de matières premières et la production de déchets (issus des processus et des activités civiles);
- contamination potentielle du sol en raison d'un déversement ou d'une fuite pendant l'exploitation;
- occupation/restriction de l'utilisation du sol pour la présence des installations;
- les limitations de la surface de l'eau pour l'exploitation des postes d'amarrage.

Les mesures d'atténuation possibles sont les suivantes:

- la collecte séparée des déchets;
- localisation du dépôt dans des zones inutilisées et en tout cas à vocation portuaire et productive ou au sein d'installations industrielles existantes et/ou désaffectées;
- la conception des systèmes visant à contenir les espaces à utiliser aussi bien temporairement que pendant toute la durée de vie utile des ouvrages;
- préparation d'un plan de gestion des urgences en cas de déversement de contaminants/polluants;
- paver les zones potentiellement contaminées par des déversements accidentels et, si nécessaire, prévoir des bassins de confinement adéquats.

8.1.4 Bruit

Pendant les activités de construction, les émissions sonores résulteront du fonctionnement des machines utilisées pour les **activités du site** et le transport des matériaux.

Les mesures d'atténuation concernant la minimisation des impacts liés au bruit pendant la construction des ouvrages du projet sont les suivantes:

- le positionnement des sources de bruit dans une zone éloignée des récepteurs, de manière compatible avec les besoins du chantier;
- le maintien en bon état des machines potentiellement bruyantes;
- principalement pendant les heures de jour des activités de construction;
- le contrôle des vitesses de transit des véhicules;
- afin de protéger les récepteurs potentiels, il est souhaitable, avant le début des activités, de réaliser un relevé de l'état des bâtiments les plus proches du site, afin de pouvoir évaluer si, à la fin des activités, les fissures des bâtiments ont été modifiées.

Atténuations concernant le trafic induit:

- il est souhaitable de définir l'itinéraire des véhicules lourds afin d'éviter, dans la mesure du possible, le transit par les zones urbaines bâties;
- limiter la circulation des véhicules lourds à la période nécessaire à l'approvisionnement en matériaux de carrière et à la livraison de ces matériaux à la décharge.

Les impacts sur le composant pendant le fonctionnement peuvent consister en:

- les émissions sonores des machines de l'usine;
- les émissions sonores liées au trafic induit (terrestre et maritime).

8.1.5 Flore, faune et écosystèmes

Pendant la **phase de construction**, les impacts négatifs peuvent consister essentiellement en:

- perturbation de la faune et de la végétation terrestres en raison de l'altération des caractéristiques de la qualité de l'air due aux émissions de polluants et de poussières;
- la perturbation de la faune terrestre par les émissions sonores;

- perturbation des espèces et des habitats marins en raison des modifications de la qualité de l'eau dues à la remise en suspension des sédiments pendant la construction des ouvrages maritimes;
- la perturbation de la vie marine liée à la production de bruit sous-marin.

Les mesures d'atténuation possibles qui peuvent être mises en œuvre sont celles déjà proposées pour les aspects respectifs examinés dans les paragraphes précédents.

Pour la **phase d'exploitation**, les impacts potentiels suivants sur la composante peuvent être identifiés, bien que de faible importance pour les travaux situés dans les zones portuaires:

- le trafic induit;
- la consommation de terres;
- les rejets d'eau;
- dans l'atmosphère;
- le bruit.

8.1.6 Paysage

Pendant la phase de construction, des impacts sur le paysage peuvent se produire, principalement en raison de la présence de structures de chantier, sur terre et en mer, de la présence de machines et de moyens de travail et du stockage de matériaux et de travaux de terrassement.

Mesures d'atténuation des impacts liés à la **phase de construction**:

- maintenir les zones du site dans un état de propreté et d'ordre;
- la remise en état, à la fin des travaux, des lieux et des zones altérés pendant la phase de construction.

Les interactions avec les aspects paysagers liés à la **phase d'exploitation** peuvent être:

- la présence physique des installations et des équipements;
- la présence physique des navires;
- les émissions lumineuses.

8.2 Une méthodologie pour l'évaluation des avantages environnementaux

Cette section présente une méthodologie permettant d'évaluer les avantages environnementaux associés à la transition du bouquet énergétique et des scénarios de consommation actuels vers une utilisation plus répandue du gaz naturel liquéfié (GNL) comme carburant.

La consommation d'énergie peut être divisée selon les domaines suivants:

- résidentiel;
- tertiaire;
- industriel;
- le transport maritime;
- transport terrestre;
- production thermoélectrique à grande échelle.

Les polluants, généralement considérés dans la littérature comme les plus significatifs pour une comparaison en termes de bénéfices environnementaux, sont les suivants:

- monoxyde de carbone (CO);
- dioxyde de carbone (CO₂);
- oxydes de soufre (SO_x);
- oxydes d'azote (NO_x);
- poussières fines (PM₁₀ et PM_{2.5}).

Les données relatives à la consommation d'énergie doivent être agrégées par secteur, à l'échelle annuelle, et subdivisées en fonction du type de combustible avec lequel ces besoins sont satisfaits. De cette façon, il est possible d'agréger de manière suffisamment complète la consommation d'énergie d'une zone donnée tout en maintenant un degré de détail qui permet l'analyse en termes de "potentiel" du GNL pour les différents secteurs, en faisant également des hypothèses sur la transition possible vers le GNL pour ce secteur spécifique.

Par exemple, dans le secteur résidentiel, il est peu probable que ceux qui utilisent un nouveau système de pompe à chaleur électrique décident de se convertir à l'utilisation du GNL. À l'inverse, ceux qui utilisent encore des systèmes diesel trouveront dans le gaz naturel une alternative valable.

L'analyse des avantages environnementaux est basée sur l'évaluation de l'impact environnemental (en termes de production annuelle de polluants exprimée en tonnes) pour chaque secteur individuel considéré, en utilisant des *facteurs d'émission* spécifiques pour chaque substance.

Les principaux effets néfastes des polluants analysés sont énumérés ci-dessous.

8.2.1 Monoxyde de carbone (CO)

Le monoxyde de carbone est un gaz incolore, inodore et insipide, légèrement moins dense que l'air. S'il est présent à des concentrations supérieures à environ 35 ppm, il est hautement toxique pour les organismes qui utilisent l'hémoglobine pour transporter l'oxygène dans le corps. En effet, le monoxyde de carbone est considéré comme une hémotoxine, car en se liant étroitement à l'ion fer de l'hémoglobine, il entrave le transport de l'oxygène dans le sang.

Le monoxyde de carbone est produit dans tous les processus de combustion qui ont lieu en l'absence d'air: le manque d'oxygène empêche l'oxydation complète de toutes les molécules de combustible, générant ainsi du monoxyde de carbone. Une configuration non optimale de l'appareil de combustion peut également augmenter la production de CO, par exemple si la chambre de combustion comporte des zones à faible concentration d'oxygène en raison d'un mélange inefficace. L'oxydation partielle implique qu'il est encore possible de brûler du monoxyde de carbone, ce qui peut être considéré comme une perte en termes d'énergie, avec un effet négatif sur l'efficacité du système qui l'a généré.

8.2.2 Dioxyde de carbone (CO₂)

Le dioxyde de carbone est un gaz inerte qui n'a pas d'effet direct sur la santé, mais qui peut devenir dangereux si sa concentration dans l'air devient trop élevée, entraînant un risque de suffocation. C'est un gaz normalement produit par la respiration cellulaire et les activités de combustion. La nocivité de ce gaz est inhérente aux quantités produites par une multitude d'activités anthropiques et naturelles, et il est considéré comme l'une des principales causes du changement climatique mondial.

8.2.3 Oxydes de soufre (SO_x)

Les oxydes de soufre comprennent le dioxyde de soufre (SO₂) et l'anhydride sulfurique (SO₃), dont les caractéristiques sont l'absence de couleur, une odeur âcre et piquante et une forte réactivité au contact de l'eau. Ils sont désignés sous le terme générique de SO_x.

Ils proviennent des processus de combustion, si le combustible contient du soufre dans sa composition chimique (comme, par exemple, certains types de charbon ou de dérivés du pétrole lourd). L'utilisation de combustibles naturellement pauvres en soufre (comme le gaz naturel) réduit considérablement la production d'oxydes de soufre, et ceux-ci sont totalement éliminés si le combustible ne contient pas de soufre. Les effets toxiques des oxydes de soufre (SO_x) se produisent parce que ces composés peuvent atteindre les voies respiratoires périphériques et les alvéoles, et deviennent importants dans la cause des maladies respiratoires profondes. En outre, ces composés sont dangereux pour l'environnement, car ils sont à l'origine de la formation d'acide sulfurique, lorsqu'ils entrent en contact avec l'eau. Dans le passé, des phénomènes de pluies acides ont été observés, dus à la formation de grandes quantités d'acide sulfurique dans l'atmosphère, suite à de fortes concentrations d'oxydes de soufre.

8.2.4 Oxydes d'azote (NOx)

Les oxydes d'azote comprennent un certain nombre de composés qui proviennent de processus de combustion. Le terme NOx désigne généralement les deux composés les plus importants de la pollution atmosphérique, à savoir l'oxyde d'azote, NO, et le dioxyde d'azote, NO₂.

Les processus qui sous-tendent la formation de ces substances dépendent fortement des températures auxquelles la combustion a lieu, et de la présence d'azote à la fois dans l'air de combustion et dans le combustible (par exemple, la biomasse). On estime que la source la plus importante de production de NOx est le trafic automobile, en particulier les moteurs diesel.

Les oxydes d'azote ont des effets sur la santé similaires à ceux causés par les oxydes de soufre, avec des effets néfastes principalement sur le système respiratoire, à tous les niveaux.

Les effets sur l'environnement, quant à eux, sont liés à la formation de smog photochimique, notamment à la production d'ozone (O₃) dans l'atmosphère. Comme pour les oxydes de soufre, des composés acides (acide nitrique) peuvent se former en présence d'eau, qui finissent par tomber à la surface de la terre sous forme de précipitations. En cas d'exposition prolongée à ce type de phénomènes, des dommages à l'appareil foliaire et aux tissus végétaux exposés peuvent se produire.

8.2.5 Poussières fines (PM10 et PM2.5).

Les particules comprennent de nombreuses substances, tant solides que liquides, qui sont en suspension dans l'atmosphère. La nature de ces substances peut être très variée, qu'elles soient naturelles ou artificielles. La référence à la taille de la particule détermine la nomenclature spécifique: PM10 désigne les particules dont le diamètre est égal ou inférieur à 10 nanomètres, de même PM2.5 désigne les particules dont le diamètre est inférieur à 2,5 nanomètres.

En ce qui concerne ces deux catégories, il existe de nombreux mécanismes de production de particules, notamment la combustion (par exemple, véhicules à moteur, centrales électriques) et l'usure des matériaux (par exemple, usure des pneus, freins et asphalte). La production pendant la combustion dépend de la qualité du processus et des caractéristiques du carburant: par exemple, dans les moteurs diesel, la faible volatilité du carburant diesel entraîne une combustion incomplète des microgouttelettes de carburant injectées dans les cylindres, ce qui entraîne la production de très petites particules non brûlées.

Le danger de ces substances est directement lié à leur composition et à leur taille. En effet, elles peuvent franchir les barrières cellulaires des alvéoles pulmonaires et potentiellement pénétrer dans la circulation sanguine. En plus d'augmenter l'incidence des maladies respiratoires, telles que la bronchite, ils peuvent également favoriser l'apparition de tumeurs des voies respiratoires.

Sur l'environnement, la présence de concentrations élevées de particules peut entraîner des effets similaires à ceux énumérés pour les oxydes d'azote et de soufre. En outre, la poussière a des effets sur la propagation et l'absorption du rayonnement solaire, sur la visibilité atmosphérique et sur les processus de condensation de la vapeur d'eau (favorisant le smog et le brouillard).

8.2.6 Consommation finale d'énergie

Le point de départ d'une telle analyse est la collecte de données sur la consommation finale d'énergie pour la zone considérée. Ces informations sont généralement mises à disposition par les gestionnaires de ressources énergétiques, les autorités publiques ou les collectivités locales elles-mêmes.

Ces données sont d'une importance fondamentale pour pouvoir définir la situation actuelle, c'est-à-dire qu'elles sont en mesure de fournir toutes les informations pour pouvoir caractériser les profils de demande énergétique des secteurs considérés.

Plus l'analyse est détaillée, plus les données doivent être désagrégées et spécifiques au secteur. En particulier, il est nécessaire de connaître le mélange de combustibles utilisé pour répondre à la demande d'énergie primaire spécifique au secteur considéré. Ceci est très important pour pouvoir définir a priori quelles données sont ensuite nécessaires pour poursuivre l'analyse (caractéristiques du carburant, polluants, facteurs d'émission).

8.2.7 Facteurs d'émission

Le deuxième élément clé pour une approche méthodologique correcte de cette analyse est l'identification des facteurs d'émission. En général, les facteurs d'émission sont considérés comme des coefficients qui, multipliés par une valeur exprimant soit la quantité d'énergie, soit la quantité de combustible considérée, permettent d'obtenir une estimation du polluant rejeté dans l'environnement à la suite du processus considéré.

On peut en déduire que les facteurs d'émission sont très spécifiques, ils doivent donc être choisis avec attention:

- du polluant en question;
- du processus ou de l'activité à l'origine de la substance influence le facteur d'émission (par exemple, la combustion, la production métallurgique);
- la technologie utilisée dans le processus/la transformation à l'origine du polluant doit être prise en compte (par exemple, pour la combustion, la turbine à gaz et la chaudière).

Bien entendu, une approche aussi détaillée n'est pas toujours applicable, notamment dans le cas d'analyses à grande échelle.

Les facteurs d'émission peuvent être obtenus à partir de la base de données "EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2019"³⁶ qui fournit les valeurs des facteurs d'émission pour de nombreux secteurs (civil, industriel, minier, chimique, transport, etc.) ainsi que pour de nombreux polluants (monoxyde de carbone, oxydes de soufre et d'azote, VOC, métaux lourds, particules, et bien d'autres). La base de données fournit également différents niveaux de détail et une spécificité croissante pour la détermination des facteurs d'émission, appelés TIER 1, TIER 2, TIER3. Voici la définition de ces catégories, telle qu'elle figure dans le manuel de l'EMEP/EEA

Tier 1 Fuel type	Associated fuel types
Hard coal	Coking coal, other bituminous coal, sub-bituminous coal, coke, manufactured 'patent' fuel
Brown coal	Lignite, oil shale, manufactured 'patent' fuel, peat
Gaseous fuels	Natural gas, natural gas liquids, liquefied petroleum gas, refinery gas (EFs for refinery gas are available in section 4.2), gas works gas, coke oven gas, blast furnace gas
Heavy fuel oil	Residual fuel oil, refinery feedstock, petroleum coke, orimulsion, bitumen
Light oil	Gas oil, kerosene, naphtha, shale oil
Biomass	Wood, charcoal, vegetable (agricultural) waste

Tableau 51 - Catégories de combustibles pour le calcul des facteurs d'émission de niveau 1 - Manuel EMEP/EEA

L'approche TIER 1 regroupe les carburants en macro-catégories qui permettent une agrégation plus facile des facteurs d'émission.

Lorsque des technologies spécifiques ou des systèmes de réduction particuliers doivent être envisagés, il convient de se référer aux facteurs de réduction de niveau 2 ou 3.

En ce qui concerne les facteurs d'émission du secteur maritime, on peut se référer à la directive de l'IMO de 2014 ("*Directives sur la méthode de calcul de l'indice d'efficacité énergétique atteint (EEDI) pour les navires neufs - Résolution MEPC 245 (66), 2014*").

Le Tableau 52 montre les facteurs d'émission rapportés dans les différentes publications mentionnées ci-dessus.

Notez que les unités de mesure sont différentes dans chaque cas.

³⁶ Disponible en ligne : <https://www.eea.europa.eu/publications/emep-eea-guidebook-2019>

Résidentiel + Tertiaire - Sources: EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2019 - Emission factors for electricity production and consumption in Italy (ISPRA) 2019

Secteur EMEP/EEE	TIER - Source	Catégorie de carburant TIER 1	Carburant	Substance	Valeur EF	UM
Plantes résidentielles	Facteur d'émission Tier 2	Gaz Pétrole	Carburant diesel	PM10	1.5	g/GJ
Plantes résidentielles	Facteur d'émission Tier 2	Gaz Pétrole	Carburant diesel	PM2.5	1.5	g/GJ
Plantes résidentielles	Facteur d'émission Tier 2	Gaz Pétrole	Carburant diesel	NOx	69	g/GJ
Plantes résidentielles	Facteur d'émission Tier 2	Gaz Pétrole	Carburant diesel	SOx	79	g/GJ
Plantes résidentielles	Facteur d'émission Tier 2	Gaz Pétrole	Carburant diesel	CO	3.7	g/GJ
NA	ISPRA	Gaz Pétrole	Carburant diesel	CO ₂	730.5	g CO ₂ / kWh
Plantes résidentielles	Facteur d'émission de niveau 1	Combustibles gazeux	GPL	PM10	1.2	g/GJ
Plantes résidentielles	Facteur d'émission de niveau 1	Combustibles gazeux	GPL	PM2.5	1.2	g/GJ
Plantes résidentielles	Facteur d'émission de niveau 1	Combustibles gazeux	GPL	NOx	51	g/GJ
Plantes résidentielles	Facteur d'émission de niveau 1	Combustibles gazeux	GPL	SOx	0.3	g/GJ
Plantes résidentielles	Facteur d'émission de niveau 1	Combustibles gazeux	GPL	CO	26	g/GJ
NA	ISPRA	Combustibles gazeux	GPL	CO ₂	392.5	g CO ₂ / kWh
Plantes résidentielles	Facteur d'émission Tier 2	Gaz naturel	NLG	PM2.5	0.2	g/GJ
Plantes résidentielles	Facteur d'émission Tier 2	Gaz naturel	NLG	PM10	0.2	g/GJ

Plantes résidentielles	Facteur d'émission Tier 2	Gaz naturel	NLG	NOx	42	g/GJ
Plantes résidentielles	Facteur d'émission Tier 2	Gaz naturel	NLG	SOx	0.3	g/GJ
Plantes résidentielles	Facteur d'émission Tier 2	Gaz naturel	NLG	CO	22	g/GJ
NA	ISPRA	Gaz naturel	NLG	CO ₂	367.5	g CO ₂ / kWh
Industriel - Sources: EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2019 - Facteurs d'émission pour la production et la consommation d'électricité en Italie (ISPRA) 2019						
Production publique d'électricité et de chaleur	Facteur d'émission de niveau 1	Mazout lourd	Coke de pétrole	PM2.5	19.3	g/GJ
Production publique d'électricité et de chaleur	Facteur d'émission de niveau 1	Mazout lourd	Coke de pétrole	PM10	25.2	g/GJ
Production publique d'électricité et de chaleur	Facteur d'émission de niveau 1	Mazout lourd	Coke de pétrole	NOx	142	g/GJ
Production publique d'électricité et de chaleur	Facteur d'émission de niveau 1	Mazout lourd	Coke de pétrole	SOx	495	g/GJ
Production publique d'électricité et de chaleur	Facteur d'émission de niveau 1	Mazout lourd	Coke de pétrole	CO	5	g/GJ
NA	ISPRA	Mazout lourd	Coke de pétrole	CO ₂	755.4	g CO ₂ / kWh
Production publique d'électricité et de chaleur	Facteur d'émission de niveau 1	Gazole	Huile pour peigne	PM2.5	0.8	g/GJ
Production publique d'électricité et de chaleur	Facteur d'émission de niveau 1	Gazole	Huile pour peigne	PM10	3.2	g/GJ
Production publique d'électricité et de chaleur	Facteur d'émission de niveau 1	Gazole	Huile pour peigne	NOx	65	g/GJ
Production publique d'électricité et de chaleur	Facteur d'émission de niveau 1	Gazole	Huile pour peigne	SOx	46.5	g/GJ
Production publique d'électricité et de chaleur	Facteur d'émission de niveau 1	Gazole	Huile pour peigne	CO	16.2	g/GJ

NA	ISPRA	Gazole	Huile pour peigne	CO ₂	770.5	g CO ₂ / kWh
Production publique d'électricité et de chaleur	Facteur d'émission de niveau 1	Combustibles gazeux	GPL	PM2.5	0.89	g/GJ
Production publique d'électricité et de chaleur	Facteur d'émission de niveau 1	Combustibles gazeux	GPL	PM10	0.89	g/GJ
Production publique d'électricité et de chaleur	Facteur d'émission de niveau 1	Combustibles gazeux	GPL	NOx	89	g/GJ
Production publique d'électricité et de chaleur	Facteur d'émission de niveau 1	Combustibles gazeux	GPL	SOx	0.281	g/GJ
Production publique d'électricité et de chaleur	Facteur d'émission de niveau 1	Combustibles gazeux	GPL	CO	39.3	g/GJ
NA	ISPRA	Combustibles gazeux	GPL	CO ₂	392.5	g CO ₂ / kWh
Production publique d'électricité et de chaleur	Facteur d'émission Tier 2	Combustibles gazeux	NLG	PM2.5	0.2	g/GJ
Production publique d'électricité et de chaleur	Facteur d'émission Tier 2	Combustibles gazeux	NLG	PM10	0.2	g/GJ
Production publique d'électricité et de chaleur	Facteur d'émission Tier 2	Combustibles gazeux	NLG	NOx	153	g/GJ
Production publique d'électricité et de chaleur	Facteur d'émission Tier 2	Combustibles gazeux	NLG	SOx	0.281	g/GJ
Production publique d'électricité et de chaleur	Facteur d'émission Tier 2	Combustibles gazeux	NLG	CO	4.8	g/GJ
NA	ISPRA	Combustibles gazeux	NLG	CO ₂	350.3	g CO ₂ / kWh

Trasporto Marino - Fonti: EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2019 - Résolution IMO MEPC 245 (66) 2014 'Directives sur la méthode de calcul de l'indice d'efficacité énergétique atteint (EEDI) pour les navires neufs' - Caractéristiques physiques des émissions de particules d'un moteur de navire à vitesse moyenne alimenté au gaz naturel et aux carburants liquides à faible teneur en soufre.

Navigation nationale	Facteur d'émission de niveau 1	Gazole marin/gazole marin (MDO/MGO)	MDO/MGO	PM2.5	1.4	kg/tonne de combustible
Navigation nationale	Facteur d'émission de niveau 1	Gazole marin/gazole marin (MDO/MGO)	MDO/MGO	PM10	1.5	kg/tonne de combustible
Navigation nationale	Facteur d'émission de niveau 1	Gazole marin/gazole marin (MDO/MGO)	MDO/MGO	NOx	78.5	kg/tonne de combustible
Navigation nationale	Facteur d'émission de niveau 1	Gazole marin/gazole marin (MDO/MGO)	MDO/MGO	SOx	20	kg/tonne de combustible
Navigation nationale	Facteur d'émission de niveau 1	Gazole marin/gazole marin (MDO/MGO)	MDO/MGO	CO	7.4	kg/tonne de combustible
NA	IMO	Gaz marin et pétrole	MGO	CO ₂	3.1	tCO ₂ /t de carburant
NA	IMO	Gazole marin	MDO	CO ₂	3.2	tCO ₂ /t de carburant
NA	Littérature	Gaz naturel	GNL	PM2.5	0.14	kg/tonne de combustible
NA	Littérature	Gaz naturel	GNL	PM10	0.15	kg/tonne de combustible
NA	Littérature	Gaz naturel	GNL	NOx	31.4	kg/tonne de combustible
NA	Littérature	Gaz naturel	GNL	SOx	2	kg/tonne de combustible
NA	Littérature	Gaz naturel	GNL	CO	NA	kg/tonne de combustible
NA	Littérature	Gaz naturel	GNL	CO ₂	2.5	tCO ₂ /t de carburant

Tableau 52 - Facteurs d'émission utilisés par secteur et par polluant

8.2.8 Calcul des émissions

L'estimation des émissions se fera en répartissant le calcul selon le secteur considéré, le combustible utilisé et le polluant analysé.

Le calcul de la masse totale annuelle pour le polluant individuel peut être résumé par l'équation (1):

$$M_{polluant,année} = FE_{polluant} \cdot C_{énergie,année} (1)$$

Où:

- $M_{polluant,année}$ signifie la quantité de polluant rejetée dans l'atmosphère en un an [tonne, Mton];
- $FE_{polluant}$ est le facteur d'émission du polluant considéré [g/GJ, g/kWh];
- $C_{énergie,année}$ est la consommation annuelle d'énergie résultant du combustible considéré [GJ, kWh].

Dans certains cas, le facteur d'émission est exprimé sous forme de rapport de masse (par exemple, kg/tonne de combustible): dans ce cas, $FE_{polluant}$ sera multiplié par la masse totale de combustible utilisée annuellement, il est donc nécessaire de prendre en compte le pouvoir calorifique inférieur (PCI) du combustible en question.

Le Tableau 53 indique le PCI pour chaque type de combustible.

PCI		
Carburant diesel (Diesel)	42.6	MJ/kg
Coke de pétrole	29.5	MJ/kg
Huile de peigne (gasoil)	42.8	MJ/kg
GPL	45.5	MJ/kg
Diesel marin (MGO-MDO)	42.8	MJ/kg
Essence	43.4	MJ/kg
GNL	48.6	MJ/kg

Tableau 53 - Pouvoir calorifique inférieur pour chaque combustible analysé

9 Contenu des plans d'approvisionnement et de distribution du GNL

Dans le cadre du plan d'exploitation du GNL comme carburant visant à améliorer la durabilité des activités portuaires et à réduire les émissions de CO₂, le projet SIGNAL a identifié trois types de plans:

1. Plan d'approvisionnement maritime en GNL;
2. Plan de localisation des sites de stockage de GNL;
3. Plan de distribution du GNL.

Le contenu de ces plans suit un processus de planification traditionnel qui peut être résumé en 5 phases:

1. analyse de la situation actuelle en termes d'offre et de demande;
2. définition des objectifs et des stratégies;
3. analyse des contraintes;
4. définition des alternatives du plan et estimation des effets attendus;
5. choix des interventions du plan.

En fonction de l'échelle de l'étude et sur la base du cadre de référence supérieur et des objectifs spécifiques de chaque plan individuel, les contenus spécifiques sont différents mais restent encadrés par la structure susmentionnée.

Nous résumons ci-dessous les contenus minimaux qui devraient faire partie de chacun des trois types de plans et qui ont été élaborés dans la zone d'étude du projet SIGNAL, auxquels on peut se référer pour une application dans d'autres contextes.

Chacun d'entre eux s'est référé à un cadre suprarégional de réglementations et de conventions internationales, de stratégies et de politiques européennes, de demande de combustible et de caractéristiques technologiques et infrastructurelles pour le stockage et le transport du GNL, qui ont été décrites dans ces Directives et auxquelles les Plans à mettre en œuvre dans d'autres contextes européens peuvent également se référer.

9.1 Plan d'approvisionnement en GNL par voie maritime

Le "plan d'approvisionnement en GNL par voie maritime" vise à identifier un modèle d'optimisation du réseau d'approvisionnement et de distribution du GNL par voie maritime dans les territoires concernés.

À cette fin, il convient de procéder à une analyse préliminaire de la demande et des principales conditions de l'offre, aux niveaux actuel et futur, dans la zone concernée, ainsi que des développements futurs attendus. En outre, il convient de définir la configuration optimale et à moindre coût du réseau d'approvisionnement en GNL maritime, qui permettra

d'explorer et d'exploiter les économies d'échelle générées par une gestion systémique et intégrée de l'approvisionnement en GNL entre les ports de la zone d'étude. Enfin, on peut estimer le bénéfice environnemental potentiel en termes de réduction des émissions polluantes liées à l'approvisionnement en GNL.

Le plan de passation de marchés prévoit l'élaboration du contenu suivant:

- analyse de la demande actuelle de GNL dans la zone de référence;
- projection de la demande future, des infrastructures maritimes, portuaires et terrestres et des infrastructures connexes;
- analyse de l'offre actuelle et autorisée dans le domaine de référence
- développement d'un modèle pour l'analyse, l'évaluation et la planification du réseau de transport maritime pour l'approvisionnement en GNL;
- estimation des avantages environnementaux possibles associés à l'approvisionnement en GNL;
- analyse des scénarios futurs possibles dans les régions de la zone de référence.

9.2 Plan de localisation des sites de stockage de GNL

Le "Plan de localisation des sites de stockage de GNL dans les ports de commerce" a pour objet de définir un plan partagé de localisation de sites de stockage et de soutage de GNL adaptés pour les ports de commerce impliqués dans le projet, conformément aux directives européennes et aux réglementations nationales résumées dans ces Directives.

L'identification des zones potentielles d'implantation des sites de stockage nécessite une analyse attentive des outils de planification et de programmation urbaine et énergétique en vigueur, tant au niveau régional que local (provincial, municipal et portuaire), des réglementations relatives au stockage et à la manutention des marchandises dangereuses, des contraintes de protection du patrimoine, de l'environnement et du paysage ainsi que, bien évidemment, de l'opportunité technique et économique de la réalisation des sites.

Voici quelques-uns des éléments que doit contenir un plan de site de stockage

- analyse du potentiel des ports concernés sur le marché du GNL;
- analyse des outils régionaux de planification et de programmation énergétique environnementale;
- analyse de la réglementation locale concernant la construction d'installations de stockage;
- analyse de la réglementation portuaire et des documents de planification:

- le document de planification énergétique et environnementale du port (DEASP);
 - le plan directeur du port;
 - le Règlement de police portuaire (RPP).
- analyse du règlement pour le transport et la manutention des marchandises dangereuses (RLMD);
 - acquisition de la classification des zones de protection du patrimoine environnemental historique et de l'identité;
 - analyse des relations avec l'environnement anthropique;
 - analyse des relations avec l'environnement naturel;
 - analyse des contraintes environnementales, d'implantation et de conception;
 - identification du ou des sites potentiels.

Compte tenu de la diversité des zones juridictionnelles qui caractérisent les zones pouvant faire l'objet d'une planification, ainsi que de la disponibilité et de l'organisation différentes des bases de données spatiales, les contenus mentionnés ci-dessus peuvent être développés en totalité ou en partie et inclure une analyse intégrative.

9.3 Plan de distribution du GNL

L'objectif du plan de distribution du GNL est d'estimer les besoins en GNL dans la zone de référence des sites de stockage afin de dimensionner correctement le réseau d'infrastructures (réseaux gaziers, infrastructures routières et ferroviaires et nœuds d'échange) et de minimiser l'impact du trafic, en particulier la distribution routière.

Le plan doit donc prévoir une série d'analyses relatives à la demande, à l'offre de transport et à l'interaction actuelle et future entre la demande et l'offre, afin de prévoir les effets des flux ex ante et de pouvoir mettre en œuvre des politiques pour gérer et gouverner ces effets. En particulier, l'estimation des besoins en GNL doit étudier la consommation des carburants liés au transport (routier, maritime, fluvial et ferroviaire) et ceux destinés aux différents secteurs (résidentiel, industriel et tertiaire) avec un horizon temporel d'au moins 10 ans. Pour l'analyse des flux routiers et de leur impact sur la mobilité, le plan analyse les différentes voies de liaison entre les terminaux de stockage et les utilisateurs potentiels, en recourant également à des modèles de trafic capables de représenter l'offre, la demande de transport et les flux connexes (interaction offre/demande). Toujours en ce qui concerne les exigences routières, le plan doit dimensionner le réseau de distributeurs de GNL (quantité et localisation). En ce qui concerne le secteur maritime, le plan doit identifier les itinéraires de ravitaillement des navires en rade par voie terrestre (camions-citernes ou trains) et par voie maritime (navires souteurs et allèges).

Pour compléter le plan, il faudra également évaluer les implications en termes de sécurité du transport routier et identifier des itinéraires moins risqués.

Voici les principales questions qui devront être abordées dans un plan de distribution du GNL:

- la demande d'énergie dans la zone d'étude pour les secteurs du transport terrestre, maritime et fluvial, et pour les utilisateurs domestiques, industriels et tertiaires;
- capacité du réseau de distribution;
- système d'accessibilité territoriale;
- itinéraires de distribution par route, chemin de fer et gare routière;
- perspectives et estimations des besoins énergétiques à l'avenir;
- estimation des flux de trafic;
- analyse de la sécurité des transports;
- évaluation des avantages environnementaux.

Les contenus susmentionnés peuvent être développés en totalité ou en partie et inclure des analyses intégratives par rapport au domaine concerné.