

# Piano Integrato per la distribuzione del GNL

## Linee Guida

Il seguente studio è stato sviluppato nell'ambito del Progetto SIGNAL - Strategie transfrontaliere per la valorizzazione del Gas Naturale Liquido, co-finanziato dal Programma INTERREG Marittimo Italia-Francia 2014-2020.

Informazioni sul documento	
<b>Codice Componente</b>	<b>T1_T2_T3</b>
<b>Titolo Componente</b>	<b>Linee Guida per la redazione di piani d'azione congiunti</b>
<b>Codice Output</b>	<b>T0.0.0</b>
<b>Titolo Output</b>	<b>Linee Guida per la redazione di piani d'azione congiunti</b>
<b>Soggetto responsabile dell'Attività</b>	<b>Assessorato dell'Industria Regione Sardegna - CIREM Univ. Di Cagliari -</b>
<b>Responsabile scientifico di UNICA-CIREM per conto dell'Assessorato dell'Industria</b>	<b>Prof. Paolo Fadda</b>
<b>Coordinatore dello studio di UNICA-CIREM per conto dell'Assessorato dell'Industria</b>	<b>Ing. Federico Sollai</b>
<b>Soggetto responsabile della stesura del documento</b>	<b>MLAB SRL</b>
<b>Versione</b>	<b>FINALE</b>
<b>Data</b>	<b>03/03/2021</b>

Versione	Data	Estensore(i)	Descrizione modifiche
<b>FINALE</b>	<b>03/03/2021</b>	<b>MLAB SRL</b>	

Il presente report è stato realizzato in collaborazione con i partner del progetto SIGNAL - Strategie transfrontaliere per la valorizzazione del Gas Naturale Liquido (GNL) secondo la ripartizione dei task previsti a formulario.

I partner coinvolti sono:

- Regione Autonoma della Sardegna Assessorato dell'Industria, Settore Energia ed Economia Verde, Italia (P1, capofila di progetto).
- Centralabs, Italia (P2).
- Office des Transports de la Corse, Francia (P3).
- Autorità di Sistema Portuale del Mar Tirreno Settentrionale, Italia (P4).
- Chambre de Commerce et d'Industrie Territoriale du Var, Francia (P5).
- Università degli studi di Genova, Italia (P6).
- Regione Liguria, Italia (P7).



Per ulteriori approfondimenti e l'analisi delle singole fonti, si rimanda ai singoli task elaborati dai partner secondo il formulario previsto per il progetto.

## Sommario

Indice delle figure.....	7
Indice delle tabelle .....	11
Introduzione .....	13
Il Progetto SIGNAL .....	14
1 La normativa e le convenzioni internazionali .....	19
<b>1.1 International Maritime Organization (IMO), Comitati e Agenda 2030 .....</b>	<b>19</b>
<b>1.2 La Convenzione MARPOL .....</b>	<b>21</b>
1.2.1 Allegato VI della Convenzione Marpol .....	24
<b>1.3 I codici IGF e IGG.....</b>	<b>30</b>
<b>1.4 SOLAS Convenzione internazionale per la salvaguardia della vita umana in mare.....</b>	<b>30</b>
<b>1.5 SIGTTO - Society of International Gas Tanker and Terminal Operators Ltd .....</b>	<b>31</b>
<b>1.6 SGMF – The Society for Gas as a Marine Fuel .....</b>	<b>31</b>
<b>1.7 ILO Organizzazione internazionale del lavoro .....</b>	<b>33</b>
<b>1.8 USCG Guardia costiera degli Stati Uniti .....</b>	<b>33</b>
<b>1.9 Associazione internazionale dei porti (“IAPH”) .....</b>	<b>33</b>
<b>1.10 Società di classificazione .....</b>	<b>34</b>
<b>1.11 Standard britannici.....</b>	<b>35</b>
2 La Strategia Europa 2020 .....	36
<b>2.1 Le politiche europee per la riduzione del tenore di zolfo .....</b>	<b>37</b>
2.1.1 Direttiva (UE) 2016/802 - Direttiva sullo zolfo .....	38
2.1.2 Sostegno dell’UE all’attuazione della direttiva sullo zolfo .....	42
2.1.3 Attuazione della direttiva sullo zolfo nell’UE.....	44
<b>2.2 La strategia energetica dell’Unione Europea ed il GNL.....</b>	<b>45</b>
2.2.1 La Direttiva DAFI 2014/94/UE .....	45
2.2.2 Le linee guida EMSA.....	51
2.2.3 Il Regolamento MRV 2015/757/UE .....	75
2.2.4 La valutazione NPF da parte della Commissione europea .....	76



3	Le Buone Pratiche per la riduzione dello zolfo nei combustibili.....	86
<b>3.1</b>	<b>Le Macro-categorie che individuano le Buone Pratiche.....</b>	<b>86</b>
3.1.1	Stato attuale dei porti .....	86
3.1.2	Filiera dei combustibili alternativi .....	87
3.1.3	Sicurezza.....	88
3.1.4	Politiche a vantaggio dei combustibili alternativi .....	89
3.1.5	Sistemi alternativi per la riduzione di SOx.....	89
4	I carburanti .....	90
<b>4.1</b>	<b>Verso il 2050: il futuro dei combustibili.....</b>	<b>90</b>
<b>4.2</b>	<b>Carburanti tradizionali.....</b>	<b>91</b>
4.2.1	Classificazione USA .....	91
4.2.2	Classificazione Britannica (BS 2869) .....	93
4.2.3	Classificazione del settore marittimo – I Bunker Oil.....	94
4.2.4	Gli oli pesanti conformi alle limitazioni di zolfo .....	98
4.2.5	Gli oli pesanti abbinati ai sistemi di depurazione dei gas di scarico (EGCS)/scrubber. ....	102
4.2.6	Gli oli distillati (Olio Diesel Marino e Gasolio Marino) .....	107
<b>4.3</b>	<b>Carburanti alternativi agli oli residui e distillati .....</b>	<b>110</b>
4.3.1	GPL .....	111
4.3.2	GNL .....	111
5	Principi di base: gas naturale (GN) e gas naturale liquefatto (GNL) .....	115
<b>5.1</b>	<b>Catene di distribuzione Upstream, Midstream e Downstream del gas e del GNL .....</b>	<b>115</b>
<b>5.2</b>	<b>Proprietà, caratteristiche tecniche e fisiche del GN e del GNL .....</b>	<b>119</b>
<b>5.3</b>	<b>Pericoli del gas naturale e del gas naturale liquefatto .....</b>	<b>122</b>
5.3.1	Pericoli di incendio ed esplosione .....	122
<b>5.4</b>	<b>Il GNL come combustibile marino alternativo .....</b>	<b>124</b>
5.4.1	Il comparto delle crociere .....	131
5.4.2	Aspetti tecnici e tecnologici per le navi alimentate a GNL .....	142
<b>5.5</b>	<b>Bunkeraggio GNL .....</b>	<b>146</b>
5.5.1	Sicurezza e operatività nelle operazioni di bunkeraggio, ruoli e responsabilità.....	150
5.5.2	Requisiti operativi di bunkeraggio .....	152
5.5.3	Esempi applicativi.....	154
<b>5.6</b>	<b>Costi e benefici ambientali derivanti dall’impiego del GNL per la propulsione navale: Analisi dello stato dell’arte .....</b>	<b>198</b>
5.6.1	GNL in ambito marittimo portuale e benefici ambientali: analisi della letteratura rilevante .....	199
5.6.2	Profili metodologici connessi alla stima dei costi e dei benefici ambientali da impiego di GNL. .	219
5.6.3	Delimitazione dell’oggetto di analisi e definizione delle alternative metodologiche applicabili al Progetto SIGNAL.....	229

6	La domanda di combustibile .....	239
<b>6.1</b>	<b>Previsioni della domanda di carburante .....</b>	<b>239</b>
6.1.1	Utilizzo dei HFO con l'EGCS: trend a livello mondiale.....	241
6.1.2	Utilizzo degli oli combustibili conformi: trend a livello mondiale.....	244
6.1.3	Utilizzo dei combustibili marini: trend a livello mondiale.....	245
6.1.4	Utilizzo degli oli combustibili conformi: il caso italiano.....	245
<b>6.2</b>	<b>Mercati del GNL .....</b>	<b>247</b>
6.2.1	Utilizzo del GNL come combustibile marino: trend a livello mondiale.....	248
6.2.2	Il mercato del GNL come combustibile marino: il caso italiano.....	253
6.2.3	LA PREVISIONE DI SVILUPPO DELLA DOMANDA GNL NELL'ARCO TIRRENO-LIGURE ....	256
<b>6.3</b>	<b>LO SVILUPPO DELLA CATENA DEL BIO-GNL.....</b>	<b>261</b>
7	Caratteristiche Infrastrutturali.....	263
<b>7.1</b>	<b>Aree funzionali .....</b>	<b>263</b>
7.1.1	Area arrivo nave .....	264
7.1.2	Area stoccaggio.....	265
7.1.3	Area autotrasporto.....	266
7.1.4	Area gestione BOG .....	267
7.1.5	Area controllo e sistemi ausiliari.....	268
<b>7.2</b>	<b>Dimensionamento.....</b>	<b>270</b>
7.2.1	Accosti lato mare .....	271
7.2.2	Deposito .....	274
7.2.3	Autotrasporto .....	275
<b>7.3</b>	<b>Infrastrutture accessorie .....</b>	<b>275</b>
<b>7.4</b>	<b>Caratteristiche aerali .....</b>	<b>278</b>
7.4.1	Ubicazione.....	278
7.4.2	Dati climatici .....	278
7.4.3	Cartografia e rilievo .....	278
7.4.4	Analisi specifiche.....	278
7.4.5	Analisi sismica.....	278
<b>7.5</b>	<b>Analisi aggiuntive.....</b>	<b>279</b>
7.5.1	Studio impatto traffico.....	279
7.5.2	Interazioni con l'ambiente.....	280
7.5.3	Decommissioning e dismissione .....	280
<b>7.6</b>	<b>Caratteristiche tecnico-ingegneristiche del sito .....</b>	<b>281</b>
8	Elementi di valutazione dei siti potenziali .....	282
<b>8.1</b>	<b>Approcci Teorici per le procedure di Impatto Ambientale .....</b>	<b>282</b>
8.1.1	Aria .....	282

8.1.2	Acque .....	284
8.1.3	Suolo e sottosuolo .....	286
8.1.4	Rumore .....	287
8.1.5	Flora, fauna ed ecosistemi .....	288
8.1.6	Paesaggio .....	289
<b>8.2</b>	<b>Una metodologia per la valutazione dei benefici ambientali .....</b>	<b>289</b>
8.2.1	Monossido di Carbonio (CO) .....	290
8.2.2	Biossido di Carbonio (CO <sub>2</sub> ) .....	291
8.2.3	Ossidi di Zolfo (SO <sub>x</sub> ) .....	291
8.2.4	Ossidi di Azoto (NO <sub>x</sub> ) .....	291
8.2.5	Polveri sottili (PM10 e PM2.5) .....	292
8.2.6	Consumi finali di energia .....	293
8.2.7	Fattori di Emissione .....	293
8.2.8	Calcolo delle Emissioni .....	298
9	Contenuti dei Piani di approvvigionamento e distribuzione del GNL .....	299
<b>9.1</b>	<b>Piano di approvvigionamento del GNL via mare .....</b>	<b>299</b>
<b>9.2</b>	<b>Piano di localizzazione dei siti di stoccaggio del GNL .....</b>	<b>300</b>
<b>9.3</b>	<b>Piano di distribuzione del GNL .....</b>	<b>301</b>

## Indice delle figure

Figura 1 - Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG) dell'Agenda 2030 .....	20
Figura 2 - International Maritime Organization: Worldmap Emission Control Areas (Fonte: Safety4sea.com) .....	25
Figura 3 - Ispezioni vs non conformità nel 2015-2017 .....	44
Figura 4 - Il perimetro di applicabilità delle Linee Guida EMSA .....	54
Figura 5 - Il processo di valutazione del rischio .....	65
Figura 6 - La matrice di rischio proposta dalla ISO/TS 18683 .....	68
Figura 7 - Le dimensioni minime delle zone di pericolo indicate dal Codice IGF .....	74
Figura 8 - Valutazioni NPF: piani GNL per porti marittimi (a sinistra) e porti interni (a destra) .....	79
Figura 9 - Utilizzo degli scrubber e impatto sulla meccanica nave (Fonte: EGCSA) .....	103
Figura 10 - Elementi costitutivi di un impianto di scrubber (Fonte: EGCSA) .....	104
Figura 11 - Sistema di scrubber a circuito aperto (Fonte: EGCSA) .....	104
Figura 12 - Sistema di scrubber a circuito chiuso (Fonte: EGCSA) .....	105
Figura 13 - Sistema scrubber ibrido a circuito aperto (Fonte: EGCSA) .....	106
Figura 14 Sistema scrubber ibrido a circuito chiuso (Fonte: EGCSA) .....	106
Figura 15 - Distribuzione fuel alternativi (percentuale di navi) - Fonte: DNV GL 2019 .....	111
Figura 16 - Punti di vista della British Petroleum (BP) sulle opzioni di conformità .....	113
Figura 17 - Catena di processo del GNL .....	115
Figura 18 - Flusso del processo di produzione prima della liquefazione del GNL .....	116
Figura 19 Filiera tecnologica produttiva .....	117

Figura 20 - Vettore di GNL/Yokogawa Electric Corporation.....	118
Figura 21 - Serbatoio criogenico e vaporizzatore (Fonte: Luce-Gas.it) .....	119
Figura 22 - Costi annuali di conformità per i traghetti di nuova costruzione per diverse opzioni LNG-HFO per l'anno 2020. Fonte: Commissione Europea.....	125
Figura 23 – Costi di investimento e di carburante per le diverse tipologie di navi. Fonte: Commissione Europea ...	126
Figura 24: Numero di navi in operatività e in costruzione, fonte DNV - marzo 2019 .....	128
Figura 25 - Geolocalizzazione delle infrastrutture e navi alimentate a GNL, fonte DNV - marzo 2019 .....	129
Figura 26 - Numero di navi in operatività e in costruzione, per tipologia (fonte DNV - marzo 2019) .....	130
Figura 27 - Numero di navi GNL in operatività e in costruzione, per tipologia e area geografica di utilizzo (fonte DNV - marzo 2019) .....	130
Figura 28 - Numero di navi LNG in operatività e in costruzione, per anno (fonte DNV - marzo 2019).....	131
Figura 29 - - Numero di nuove navi da crociera alimentate a GNL in costruzione per anno di consegna (Fonte: ns. elaborazione - marzo 2019) .....	133
Figura 30 - Valore delle nuove navi da crociera alimentate a GNL per costo dell'investimento e stazza .....	134
Figura 31 - Ripartizione del numero di nuove navi da crociera alimentate a GNL per compagnia di navigazione ....	134
Figura 32 - Sistemi GNL installati a bordo di Aida Nova ed operazioni di rifornimento ship-to-ship (Fonte: Carnival Corp) .....	139
Figura 33 - Serbatoio GNL installato a bordo di Aida Nova (Fonte: <a href="http://Intmarine.com">http://Intmarine.com</a> ) .....	139
Figura 34 - Operazione di bunkeraggio ship-to-ship, Aida Nova (Fonte: <a href="http://antonyveder.com">http://antonyveder.com</a> ) .....	139
Figura 35 - Cost Smeralda .....	140
Figura 36 - Itinerari di viaggio delle navi da crociera alimentate a GNL operanti nell'area di interesse (Fonte: <a href="http://www.costacrociere.it">www.costacrociere.it</a> ) .....	141
Figura 37- Serbatoi di tipo C sul ponte di poppa della Viking Grace e sul ponte di prua di una nave cisterna.....	143
Figura 38 - Struttura del sistema del gas combustibile della Viking Grace .....	144
Figura 39 - Struttura schematica del sistema del gas combustibile che mostra il contenimento a doppia parete ...	146
Figura 40 - Metodi di bunkeraggio .....	147
Figura 41 - Rendering e illustrazione della bunker ship “Coral Methane” (Fonte: Anthony Veder Group).....	155
Figura 42 - Rendering e illustrazione della bunkerina “Clean Jacksonville” (Fonte: Herbert Engineering) .....	156
Figura 43 - Due serbatoi di GNL da 250 m <sup>3</sup> installati sul pontone di Baguazhou (Fonte: Jiangsu Haiqiguanghua. CIMC) .....	159
Figura 44 - Test pilota di STS bunkering nel porto di Bilbao utilizzando un pontone (Fonte: Progetto CORE LNGas Hive) .....	159
Figura 45 - Rendering del pontone GNL Flex Fueler 002 (Fonte: Titan LNG) .....	161
Figura 46 - Rendering dell'unità Semi Ballastable Barge Transporter (SBBT) (Fonte: Sener marine) .....	161
Figura 47 - Impiego di tubi flessibili per il trasferimento di GNL in modalità STS della bunker ship Seagas nel porto di Stoccolma (Fonte: Viking Line).....	162
Figura 48 - Impiego di tubi flessibili per il trasferimento di GNL in modalità STS della bunkerina Coralius nel porto di Gotheborg (Fonte: Swedegas) .....	162
Figura 49 - Rendering e unità realizzata di braccio di carico rigido articolato installabile a bordo nave (Fonte: FMC technologies).....	163
Figura 50 - Rendering e unità sviluppata di un braccio di carico innovativo semirigido (Fonte: JLA loading technology) .....	164
Figura 51 - Operazioni di STS bunkering alla nave AIDA Nova da parte di Coral Methane nel porto di Santa Cruz de Tenerife (Fonte: Conferenza GNL).....	166

Figura 52 - LBV Kairos nella prima operazione di rifornimento STS alla nave portacontainer Wes Amelie a largo del porto di Amburgo (Fonte: Wordmaritimenews) .....	167
Figura 53 - LBV Kairos nella prima operazione di rifornimento STS al traghetto Visborg nel porto di Visby (Svezia) (Fonte: Wordmaritimenews) .....	167
Figura 54 - Tipici bracci di carico/scarico del GNL in banchina (Fonte: Kanon technologies).....	173
Figura 55 - Operazioni di PTS bunkering alla nave Ternsund nel porto di Pori (Finlandia) (Fonte: Mann Tek) .....	174
Figura 56 - Rifornimenti pilota in modalità PTS (sinistra) e TTS (destra) alla nave Damia Desgagnés nel porto di Cartagena presso il terminal Enagas (Fonte: CORE LNGas Hive).....	175
Figura 57 - Braccio di carico fisso in banchina per operazioni di PTS bunkering nel porto di Risavika (Fonte: Cryonorm BV) .....	175
Figura 58 - PTS bunkering nel porto di Goteborg (Fonte: Swedegas).....	177
Figura 59 - Esempi e layout di tipico semitrailer per il trasporto di GNL su gomma (Fonte: Chart industries).....	178
Figura 60 - Esempi di unità ISO container intermodali da 20 piedi (sinistra) e da 40 piedi (destra) (Fonte: Chart industries) .....	180
Figura 61 - Opzione di trasporto containerizzato via nave di unità ISO .....	181
Figura 62 - ISO-container con rimorchio in banchina in attesa di essere caricato (sinistra) e scaricato (destra) da nave Ro-Ro durante un'applicazione pilota sulla tratta Barcellona-Livorno (Progetto GAINN4MED) .....	181
Figura 63 - Trasporto multimodale via nave (sinistra) e rotaia (destra) di ISO container GNL, realizzato nell'ambito del progetto CORE LNGas hive (Fonte: CORE LNGas hive).....	182
Figura 64: Operazioni simultanee di TTS bunkering a Jacksonville (Florida), utilizzando skid per connessioni multiple (Fonte: TOTE Maritime).....	183
Figura 65 - Rendering (sinistra) e prototipo realizzato (destra) della soluzione di rifornimento multipla "4SPEED" della società Gas & Heat (Fonte: Gas & Heat).....	184
Figura 66 - Operazioni di bunkering in fase di collaudo dello skid (sinistra) e unità riassembleata pronta per il trasporto come container da 20 piedi (destra) di Gas&Heat (Fonte: Gas & Heat).....	185
Figura 67 - Rendering (sinistra) e operazione reale (destra) del rifornimento simultaneo di due autocisterne utilizzando il componente "Y PIECE" della società Kosan Crisplant (Fonte: Kosan Crisplant) .....	186
Figura 68 - Rendering del componente "Y PIECE" e opzione di caricamento su rimorchio standard in banchina (Fonte: Kosan Crisplant) .....	186
Figura 69 - TTS bunkering con connessione multipla della Fure West nel porto di Anversa (Fonte: Titan LNG) .....	187
Figura 70 - TTS bunkering con connessione multipla della Fure West nel porto di Moerdijk (Fonte: Nauticor) .....	188
Figura 71 - TTS bunkering con connessione multipla nel porto di Rotterdam (Fonte: Titan LNG) .....	188
Figura 72 - TTS bunkering alla cementiera M.V. Greenland nel porto di Rostock (Fonte: Gazprom).....	189
Figura 73 - TTS bunkering con connessione multipla della portacontainer Wes Amelie nel porto di Bremerhaven (Fonte: Nauticor) .....	189
Figura 74 - TTS bunkering con connessione multipla nel porto di Mukran (Fonte: Titan LNG).....	190
Figura 75 - TTS bunkering con connessione multipla al traghetto Megastar nel porto di Tallin (Fonte: Eesti Gaas). 190	
Figura 76 - Rendering della bunkerina di Elenger prevista operare nel porto di Helsinki per rifornire il traghetto Megastar (Fonte: Damen).....	191
Figura 77 - TTS bunkering con Bio-LNG a Fure Vinga nel porto di Goteborg (Fonte: NGV).....	192
Figura 78 - TTS bunkering a Samnøy (sinistra) e Fure Vinga (destra) nei porti di Ferrol e Cartagena (Fonte: Repsol, Nauticor) .....	193
Figura 79 - TTS bunkering ad AIDA Nova nel porto di Funchal (Madeira) (Fonte: Conferenza GNL).....	194
Figura 80 - Procedure di TTS bunkering ad AIDA Perla nel porto di Civitavecchia (Fonte: Progetto GAINN4MOS) ..	195

Figura 81 - Schema di delimitazione della zona di sicurezza per le operazioni di TTS ad AIDA Perla nel porto di Civitavecchia (Fonte: Progetto GAINN4MOS) .....	197
Figura 82 - Operazione di rifornimento TTS al traghetto Hypatia de Alejandria nel porto di Venezia (Fonte: Worldmaritime news, ANSA).....	198
Figura 83 - Distribuzione temporale del date di pubblicazione dei contributi scientifici.....	207
Figura 84 – Approccio teorico adottato.....	208
Figura 85 - Benefici ambientali esaminati nei contributi scientifici .....	210
Figura 86 - Tecniche di valutazione delle emissioni.....	216
Figura 87 - Emissioni di CO2 relative a diversi combustibili/carburanti alternativi (DNV-GL, «Assessment of selected alternative fuels and technologies» (April 2019) .....	220
Figura 88 - Emissioni di NOx relative a diversi combustibili/carburanti alternativi (DNV-GL, «Assessment of selected alternative fuels and technologies» (April 2019) .....	221
Figura 89 - Albero decisionale per la valutazione delle emissioni delle attività navali .....	228
Figura 90 - : Logica refitting per l’individuazione della flotta “peers HFO” rispetto alla flotta alimentata a GNL.....	230
Figura 91 - Flotta alimentata a GNL operativa e in ordine.....	231
Figura 92 - processo metodologico del metodo “peers HFO” basato sui consumi totali annui .....	235
Figura 93 - processo metodologico del metodo “peers HFO” basato sui consumi miglia annui.....	238
Figura 94– La domanda mutevole dei combustibili.....	240
Figura 95 - Consumi giornalieri mondiali di MGO/HSFO come carburante marino (anni 2015-2018), dati in Milioni di Barili (Fonte: IAE, international energy agency).....	241
Figura 96 - Adozione di soluzioni scrubber a livello mondiale (maggio 2018- Fonte EGCSA).....	241
Figura 97 - Consumi annui mondiali di Fuel oil e Gasoil come carburante marino (anni 2007-2018), Fonte: Fuels Europe 2019 .....	244
Figura 98 - Esportazioni di GNL (Fonte: IGU “2016 World LNG Report”).....	247
Figura 99 - (a) Importazioni di GNL (Fonte: IGU “2016 World LNG Report”) .....	248
Figura 100 - Flotta a propulsione GNL a livello mondiale (Fonte: Ns. elaborazione su dati Progetto TDI RETE-GNL, Prodotto T.2.1.2, 2019).....	251
Figura 101 - Porti USA con servizi di bunkeraggio GNL (Fonte: Congressional research service 2019) .....	252
Figura 102 - Mappatura offerta Mediterraneo e area Mena (Fonte: Ns elaborazione).....	253
Figura 103 - Impianti e ipotesi progettuali per la fornitura di servizi di bunkering di GNL (Fonte: Progetto TDI RETE-GNL, Prodotto T.2.1.2, 2019). .....	255
Figura 104 - Impianti di produzione di biometano e biogas in Europa (Fonte: Assocostieri su dati Bain & Company – 2018) .....	261
Figura 105 Area autotrasporto.....	267
Figura 106 Funzioni.....	271

## Indice delle tabelle

Tabella 1 - Allegati MARPOL 73/78 .....	22
Tabella 2 - Quadro sintetico limiti NOx Allegato VI Convenzione MARPOL .....	26
Tabella 3 - Dettaglio dei valori limite di NOx per Livelli TIER I, TIER II e TIER III .....	27
Tabella 4 - Quadro sintetico limiti SOx Allegato VI Convenzione MARPOL .....	29
Tabella 5 - Regole di classe esistenti dei membri dello IACS .....	35
Tabella 6 - Quadro sintetico limiti tenore di zolfo Direttiva (UE) 2016/802 .....	41
Tabella 7 - Criteri d'uso dei metodi di riduzione delle emissioni (Fonte: Direttiva UE 2016/802) .....	42
Tabella 8 - Schema della Direttiva DAFI per il GNL .....	47
Tabella 9 - Meccanismi di monitoraggio della Direttiva 2014/94/UE .....	49
Tabella 10 - Proposta di azioni, COM(2017) 652 final .....	51
Tabella 11 - Il quadro normativo applicabile al bunkeraggio di GNL .....	55
Tabella 12 - Quadro informativo degli strumenti normativi applicabili, degli standard e delle linee guida in materia di bunkeraggio di GNL .....	58
Tabella 13 - Caratteristiche per una buona governance per il bunkeraggio di GNL in ambito portuale .....	61
Tabella 14 - Raccomandazioni EMSA per analisi e valutazioni aggiuntive di tipo quantitativo (QRA) .....	70
Tabella 15 - Lista di controllo dell'NPF .....	77
Tabella 16 - Panoramica dell'adeguatezza degli obiettivi infrastrutturali e del livello di conseguimento .....	85
Tabella 17 - Oli combustibili: Norma britannica BS 2869 (fonte: BS 28695) .....	93
Tabella 18 - Classificazione ISO 8217: Requisiti tecnici per oli combustibili marini distillati. ....	97
Tabella 19 - Classificazione ISO 8217: Requisiti tecnici per oli combustibili marini residui. ....	98
Tabella 20 - Caratteristiche di diverse tipologie di VLSFO (Fonte: ISO 8217) .....	99
Tabella 21 - Caratteristiche di diverse tipologie di ULSFO (Fonte: ISO 8217) .....	102
Tabella 22 - Composizione tipica del GNL .....	121
Tabella 23 - Proprietà fisiche del GNL .....	121
Tabella 24 - Impatto ambientale delle alternative di motorizzazione .....	126
Tabella 25 - Numero di navi in operatività e in costruzione, fonte DNV - marzo 2019 .....	127
Tabella 26 - lista delle navi da crociera alimentate a GNL .....	137
Tabella 27 - Tipiche modalità di rifornimento per le diverse tipologie di navi .....	148
Tabella 28 - Modalità di bunkering del GNL .....	150
Tabella 29 - Caratteristiche dimensionali principali delle diverse taglie di LNG bunker ship .....	157
Tabella 30 - Elenco delle bunker ship operative ed in costruzione .....	171
Tabella 31 - Benefici ambientali .....	209
Tabella 32 - Tipo di nave e motorizzazione .....	211
Tabella 33 - Principali risultati ottenuti (Aree) .....	212
Tabella 34 - Riepilogo dei valori non normalizzati per gli indicatori di impatto di livello 1 e KPIs .....	214
Tabella 35 - Sintesi dei fattori di emissione impiegati nei paper con specifica della metodologia applicata .....	218
Tabella 36 - Impiego del GNL come combustibile per la propulsione navale: implicazioni del tipo di motore sull'impatto ambientale prodotto in termini di Nox. ....	221
Tabella 37 - Fattori di emissione per carburanti marini (g/g di carburante) - Fonte: IMO (2014) .....	222
Tabella 38 - Comparazione delle emissioni connesse a diversi fuels (DNV-GL, «Assessment of selected alternative fuels and technologies» (April 2019) .....	222
Tabella 39 - Risultato della stima delle emissioni portuali con approccio bottom up e confronto con la stima top down di APAT - 2000 (Fonte: Arpav 2007) .....	225



Tabella 40 - Percentuale di motori installati suddivisi per tipologia di motore e classe di appartenenza (Fonte: Arpav 2013) .....	226
Tabella 41 - Profili tecnici delle navi alimentate a GNL e relativi "peers HFO" .....	232
Tabella 42 - Profili tecnici delle navi "peers HFO" .....	233
Tabella 43 – Previsto assorbimento del mercato per la conformità SOx del 2020 .....	239
Tabella 44 - Analisi comparata degli scenari di penetrazione del GNL nel mercato del bunkeraggio marittimo nel periodo 2025-2040 (mtpa).....	249
Tabella 45 - Domanda potenziale marittima di GNL per l'area Tirreno-Ligure (Progetto GAINN) .....	257
Tabella 46 - Sintesi dei diversi scenari relativi alla domanda marittima potenziale di GNL per l'area Tirreno-Ligure.....	259
Tabella 47 - Domanda potenziale di GNL per il porto di Genova (progetto GAINN4MOS) .....	259
Tabella 48 - Massima domanda potenziale di bunkeraggio GNL nei porti liguri .....	260
Tabella 49 – Caratteristiche delle principali navi metaniere.....	273
Tabella 50 Caratteristiche tecniche.....	282
Tabella 51:- Categorie di Combustibile per il calcolo dei fattori di emissione TIER 1 - EMEP/EEA Handbook.....	294
Tabella 52: Fattori di emissione impiegati, suddivisi per settore ed inquinante.....	297
Tabella 53: Potere Calorifico Inferiore per ogni combustibile analizzato.....	298



## Introduzione

Le presenti Linee Guida sono state redatte nell'ambito della stesura del Piano Transfrontaliero per la valorizzazione del Gas Naturale Liquido redatto dai partner del progetto SIGNAL.

Attraverso le Linee Guida si intende descrivere un completo processo di analisi finalizzato alla redazione di un qualsiasi piano nazionale o transfrontaliero per l'attuazione di politiche energetiche per quei territori che intendono trasformare l'opportunità offerta dal GNL in valore aggiunto, con l'obiettivo ultimo di ridurre le emissioni inquinanti prodotte dal settore dei trasporti.

Le Linee Guida sono strutturate in 8 sezioni:

1. il Quadro normativo di riferimento, comprendente le normative e convenzioni internazionali;
2. le strategie e le politiche europee finalizzate alla riduzione dell'inquinamento e in particolare alla riduzione del tenore di zolfo nei carburanti;
3. le buone pratiche da attuare per la riduzione del contenuto di zolfo nei combustibili
4. descrizione dei carburanti tradizionali e alternativi;
5. focus sul Gas Naturale Liquido, proprietà ed utilizzi;
6. analisi della domanda di combustibile e dei mercati del GNL;
7. descrizione delle caratteristiche infrastrutturali degli impianti per il trasporto e lo stoccaggio del GNL;
8. descrizione dei contenuti per la redazione dei seguenti piani:
  - Piano per l'approvvigionamento del GNL via Mare;
  - Piano per la localizzazione dei siti di stoccaggio del GNL;
  - Piano per la distribuzione del GNL via terra e via mare.

Il contenuto delle presenti linee guida è stato redatto con il contributo di tutti i partner del progetto SIGNAL ai cui elaborati si rimanda per gli specifici approfondimenti.

## Il Progetto SIGNAL<sup>1</sup>

Il progetto SIGNAL, che beneficia di un finanziamento FESR pari a € 1.613.654,63, è parte integrante di un Cluster di 4 progetti GNL (tutti cofinanziati dal programma INTERREG Italia-Francia Marittimo) focalizzato sul miglioramento della sostenibilità delle attività portuali e finalizzato alla realizzazione di uno spazio marittimo interregionale comune del Mediterraneo Settentrionale, che si imponga come riferimento per la navigazione pulita nel futuro.

I progetti del Cluster sono i seguenti:

- GNL FACILE;
- PROMO-GNL
- TDI RETE-GNL
- SIGNAL

I principali obiettivi dei progetti appartenenti al Cluster, unitamente alle loro possibili sovrapposizioni con il progetto SIGNAL, sono riassunti di seguito.

- **GNL FACILE - GNL Fonte Accessibile Integrata per la Logistica Efficiente:** il progetto ha come obiettivo la riduzione dell'utilizzo dei combustibili più inquinanti e della dipendenza del petrolio nei porti commerciali. Come indicato nella Direttiva 2014/94/EU (Direttiva DAFI), ogni porto marittimo deve avere un punto di rifornimento di GNL, a mare o a terra, fisso o mobile. Il progetto GNL-Facile intende assistere i porti dell'area di cooperazione nello svolgimento delle seguenti attività:
  - definizione delle priorità e verifica delle soluzioni di piccola scala per il rifornimento di GNL;
  - creazione di due infrastrutture mobili dedicate al rifornimento di GNL dei mezzi marittimi o terrestri nei porti;

---

<sup>1</sup> Il progetto SIGNAL, della durata di 30 mesi, è finanziato a valere sul II Avviso Interreg Marittimo ITA-FRA 1420 nell'Asse prioritario 3 - Miglioramento della connessione dei territori e della sostenibilità delle attività portuali e all'interno dell'obiettivo specifico 7C2 - Migliorare la sostenibilità delle attività portuali commerciali contribuendo alla riduzione delle emissioni di carbonio.

- realizzazione di 8 azioni pilota nei porti di progetto (Livorno, Genova, Piombino, Bastia, Cagliari, Savona, La Spezia e Tolone) con le stazioni mobili di rifornimento al fine di testare l'immediata applicabilità del rifornimento GNL;
  - dimostrazione agli operatori non solo portuali, del funzionamento delle tecnologie nel campo dei combustibili alternativi.
- **PROMO-GNL – Studio e azioni congiunte per la promozione dell'uso del GNL nei porti commerciali:** il progetto PROMO-GNL raccoglie la sfida di promuovere ed accelerare l'adozione del GNL nelle operazioni portuali e marittime. L'obiettivo è quello di realizzare una cornice coordinata di studi di fattibilità congiunti che favoriscano scelte per la promozione degli impieghi ottimali del GNL come combustibile meno inquinante nei porti di commercio della zona di cooperazione. Il partenariato è rappresentativo degli attori chiave pubblici della zona di cooperazione con l'appoggio della ricerca universitaria ed industriale. Inoltre, il progetto si coordina con tutti gli altri progetti GNL della stessa componente Italia-Francia Marittimo. Gli studi di fattibilità previsti si focalizzano sugli elementi in comune e sulle specificità territoriali. Le azioni di promozione rivolte agli attori chiave si basano su un quadro congiunto di opzioni ottimali.
  - **TDI RETE-GNL - Tecnologie e Dimensionamento di Impianti per la RETE di distribuzione primaria di GNL nei porti dell'area transfrontaliera:** il progetto si pone l'obiettivo di individuare soluzioni tecnologico-produttive per la distribuzione e il bunkering di GNL nei porti dell'area transfrontaliera basate su standard e procedure operative condivise. Il progetto identifica la possibile localizzazione degli impianti e dei depositi della rete di distribuzione primaria, verificandone le potenziali esternalità e la sostenibilità economico-finanziaria. La recente diffusione del gas naturale liquefatto (GNL) nei porti richiede, infatti, l'implementazione di un sistema infrastrutturale che privilegi logiche di corridoio e la costituzione di una rete di distribuzione affidabile, sicura e integrata. La realizzazione di tale infrastruttura implica decisioni strategiche circa la localizzazione degli impianti per il bunkering, lo stoccaggio e l'approvvigionamento del GNL in relazione al loro dimensionamento secondo logiche sistemiche.
  - **SIGNAL - Strategie transfrontaliere per la valorizzazione del Gas Naturale Liquido (GNL)** - La strategicità del progetto discende dalla sua valenza interregionale, dal posizionamento dello spazio transfrontaliero IT-FR marittimo nel Nord Mediterraneo e dalle ricadute connesse allo sviluppo di competenze integrate per lo sviluppo di un sistema infrastrutturale comune. L'approccio transfrontaliero è imposto dalla densità di servizi marittimi con origine/destinazione nell'area di progetto e dalla necessità di disporre di impianti con caratteristiche tecnologiche omogenee.

Gli output del progetto consistono nella predisposizione di report per la definizione e la diffusione di standard tecnologici e procedure comuni per il bunkering di GNL e di un piano d'azione integrato a beneficio dei porti. Mentre i porti dell'Area di Programma relativa al progetto TDI RETE-GNL risultano essere appartenenti sostanzialmente a reti core, quelli ricompresi nel progetto SIGNAL appartengono sia a reti core che comprehensive e, inoltre, riscontrano consistenti differenze dal punto di vista delle aree merceologiche, distinguendo i terminal cargo multipurpose, general cargo container, terminal rinfuse solide, terminal rinfuse liquide, cantieristica, terminal passeggeri, marine e "altro". All'interno di quest'ultima categoria rientrano attività disomogenee sotto il profilo della natura/consumi energetici, ad esempio attività di logistica, magazzinaggio, ecc.

## **Partner del Progetto SIGNAL**

SIGNAL coinvolge un partenariato coerente con le esigenze di progetto e con la strategia d'intervento e offre una copertura geografica completa dei territori dell'Area di Cooperazione.

I partner coinvolti sono:

- Regione Autonoma della Sardegna Assessorato dell'Industria, Settore Energia ed Economia Verde, Italia (P1, capofila di progetto).
- Centralabs, Italia (P2).
- Office des Transports de la Corse, Francia (P3).
- Autorità di Sistema Portuale del Mar Tirreno Settentrionale, Italia (P4).
- Chambre de Commerce et d'Industrie Territoriale du Var, Francia (P5).
- Università degli studi di Genova, Italia (P6).
- Regione Liguria, Italia (P7).

## Obiettivi del progetto SIGNAL

Il progetto INTERREG Italia-Francia Marittimo “Strategie transfrontaliere per la valorizzazione del Gas NATurale Liquido” (acronimo **SIGNAL**) è finalizzato a definire un sistema integrato di distribuzione del GNL nei cinque territori partner coinvolti (Liguria, Toscana, Sardegna, Corsica e Regione PACA<sup>2</sup>), attualmente accomunati da un’inadeguatezza in relazione alla disponibilità di risorse di GNL nei porti e nei siti di stoccaggio e desiderosi di trasformare l’opportunità offerta dal GNL in valore aggiunto, con l’obiettivo ultimo di ridurre le emissioni inquinanti prodotte dal settore dei trasporti nell’ambito territoriale considerato dal progetto.

Attraverso le politiche di valorizzazione e maggior utilizzo del GNL nelle aree marittimo-portuali, il progetto si pone l’obiettivo di contribuire alla riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> e quindi al miglioramento della sostenibilità delle attività portuali e commerciali.

In sintesi, il progetto promuove:

- a) lo sviluppo di modelli transfrontalieri per l’ottimizzazione della rete marittima;
- b) la realizzazione di piani per la localizzazione delle aree di stoccaggio e di distribuzione del Gas Naturale Liquido (GNL) all’interno dei porti;
- c) l’adozione di strategie transfrontaliere per l’utilizzo e la valorizzazione del GNL all’interno dei porti di Liguria, Sardegna, Toscana, Corsica e PACA.

L’impiego del Gas Naturale Liquido, finalizzato al miglioramento della sostenibilità delle attività portuali e alla riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>, da una parte richiede la realizzazione di un sistema di infrastrutture che si basi su una rete affidabile e sicura, dall’altra comporta l’adozione di decisioni strategiche sulla localizzazione dei siti di stoccaggio e di fornitura del GNL.

Attraverso le tre Componenti Attuative (T), il progetto SIGNAL:

1. definisce un Piano Integrato per la gestione dell’approvvigionamento del GNL via mare, a partire dall’analisi della normativa e delle attuali domanda e offerta di GNL (T1 “Piano della rete di approvvigionamento”);
2. definisce un Piano di Localizzazione dei siti di stoccaggio del GNL nei porti commerciali dell’area di cooperazione, a partire dall’analisi delle buone prassi

---

<sup>2</sup> La regione Provenza-Alpi-Costa Azzurra (PACA) è una delle 18 regioni amministrative della Francia, nell’estremo sud-est continentale, il cui capoluogo è Marsiglia. Conta una popolazione di circa 5 milioni di persone ed è la terza più importante in Francia a livello economico

esistenti e dall'analisi dei contesti territoriali (T2 "Piano di localizzazione dei siti di stoccaggio del GNL nei porti commerciali");

3. definisce un Piano di Gestione della distribuzione del GNL tra Liguria, Sardegna, Toscana, Corsica e PACA, a partire dall'analisi dei costi e dei benefici dell'assetto di rete previsto.

## 1 La normativa e le convenzioni internazionali

Per porre rimedio alla grave preoccupazione ambientale determinata dai sempre maggiori livelli di inquinamento prodotti dal settore dei trasporti marittimi su scala mondiale, sono state adottate nel tempo da parte degli organismi internazionali e delle autorità competenti una serie di misure e provvedimenti normativi volti alla riduzione delle emissioni di sostanze inquinanti<sup>3</sup> che determinano impatti negativi sull'aria, sulla salute umana e sul clima. Gli innegabili impatti degli inquinanti atmosferici hanno innescato un processo di regolamentazione che, a partire dagli anni '70, è stato finalizzato in modo crescente per mitigare le suddette problematiche, determinando, allo stesso tempo, una progressiva sensibilizzazione dell'opinione pubblica circa il controllo e il monitoraggio dell'inquinamento atmosferico.

### 1.1 International Maritime Organization (IMO), Comitati e Agenda 2030

L'International Maritime Organization (IMO), l'agenzia delle Nazioni Unite istituita nel 1948 a seguito della Convenzione internazionale marittima di Ginevra, promuove la cooperazione marittima tra i paesi membri e nasce dall'esigenza di regolare con standard internazionali il trasporto marittimo. L'IMO rappresenta pertanto l'ente primario di riferimento in tema di **sicurezza della navigazione e della protezione dell'ambiente marino**.

L'Organizzazione, che conta attualmente 172 Paesi membri, vigila sull'applicazione e sull'aggiornamento dell'originaria Convenzione ed elabora nuovi atti internazionali (Convenzioni, Codici, Risoluzioni e Circolari) che riflettono l'evoluzione del trasporto marittimo, dell'industria cantieristica, delle rotte e della tecnologia.

I gruppi tematici in cui si suddivide la normativa originata in ambito IMO sono "Sicurezza in mare", "Inquinamento marino", "Responsabilità e Risarcimenti", "Altri oggetti" e trattati dai seguenti comitati: **Maritime Safety Committee (MSC)**, **Marine Environment Protection Committee (MEPC)**, Legal Committee, Technical Co-operation Committee e Facilitation Committee.

Il Comitato per la Sicurezza Marittima (MSC) e il Comitato per la Protezione dell'Ambiente Marino (MEPC) rappresentano il principale riferimento per le norme dei combustibili marini.

Nel settembre del 2015, i 193 membri delle Nazioni Unite hanno adottato all'unanimità l'Agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile con i relativi 17 *Sustainable Development Goals* (SDGs), impegnandosi a mettere in campo risorse per combattere tutte le forme di povertà

---

<sup>3</sup> Le principali fonti di emissione nell'aria per il settore del trasporto marittimo sono: biossido di carbonio (CO<sub>2</sub>), ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>), ossidi di zolfo (SO<sub>x</sub>), composti organici volatili (COV), particolato e sostanze lesive dell'ozono.



e di disuguaglianza, affrontando le sfide poste dal cambiamento climatico in una logica di inclusione sociale, riconoscendo ugualmente importanti le tre dimensioni, sociale, economica ed ambientale, dello sviluppo sostenibile.



Figura 1 - Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG) dell'Agenda 2030

L'IMO riveste un ruolo attivo nel perseguimento degli obiettivi dell'Agenda 2030: il trasporto marittimo è infatti una componente essenziale della crescita economica e rappresenta la modalità di trasporto maggiormente sostenibile dal punto di vista ambientale (minima impronta di carbonio per unità di carico trasportata).

La sostenibilità del trasporto marittimo è una tematica trasversale che si interfaccia con la maggior parte degli SDG ed in particolare con il numero 14 "Life below Water - Conservazione e utilizzo sostenibile degli oceani, dei mari e delle risorse marine per uno sviluppo sostenibile" e con il numero 13 "Climate Action - Lotta contro il cambiamento climatico".

Il contributo dell'IMO, in quanto soggetto responsabile per la definizione di misure globali volte alla sicurezza del trasporto marittimo internazionale e alla prevenzione dell'inquinamento atmosferico dalle navi, è inoltre significativo nell'ambito della lotta al cambiamento climatico. Infatti, le emissioni di gas serra derivanti dal settore della



navigazione rappresentano attualmente circa il 2,6% delle emissioni globali totali. Appare quindi evidente che, senza alcuna azione da parte dell'IMO per ridurre l'impatto del carbonio nel settore della navigazione, questa quota potrebbe più che triplicare entro il 2050. L'approccio utilizzato a tale riguardo si basa sui cosiddetti "livelli di ambizione" e il suo impatto potrebbe essere notevole in quanto si tratta del primo tentativo serio di ridurre le emissioni totali di gas serra causate dalla navigazione internazionale. La strategia è pienamente in linea con gli obiettivi di temperatura dell'Accordo di Parigi<sup>4</sup> e stabilisce un obiettivo chiaro: riduzione di almeno il 50% entro il 2050 rispetto ai livelli del 2008.

## 1.2 La Convenzione MARPOL

La **Convenzione MARPOL** (MARitime POLLution 73-78) rappresenta il principale riferimento normativo a livello internazionale sul tema della prevenzione dell'inquinamento marino derivante sia dalla normale attività operativa delle navi che da eventi eccezionali quali il versamento in mare di idrocarburi.

La Convenzione MARPOL, entrata in vigore il 2 ottobre 1983, è la combinazione di 2 trattati internazionali:

- la Convenzione del 1973, che ha incorporato la precedente Convenzione Internazionale per la Prevenzione dell'Inquinamento delle Acque Marine da Idrocarburi (OILPOL), firmata a Londra il 12 maggio 1954;
- il Protocollo del 1978, firmato durante la conferenza TSPP (Tanker Safety Pollution Prevention) organizzata in seguito ai disastri ambientali causati da petroliere negli anni '75-'78.

Tutte le navi battenti bandiera dei paesi firmatari della Convenzione e costruite successivamente alla sua entrata in vigore sono soggette alle relative prescrizioni, a prescindere dal luogo in cui navigano, ed i singoli paese membri sono responsabili per le navi iscritte nei propri porti.

La MARPOL è costituita da 20 articoli (disposizioni generali, definizioni, ispezioni, campo di applicazione) e da 6 Allegati tecnici (Tabella 1). Oltre alle norme per la prevenzione dall'inquinamento da sostanze di vario tipo, gli Allegati stabiliscono l'esistenza di zone

---

<sup>4</sup> Nell'ambito dell'Accordo di Parigi, i trasporti dovranno svolgere un ruolo importante in questa transizione verso un nuovo mondo completamente decarbonizzato. L'accordo costituisce un piano d'azione per limitare il riscaldamento globale a meno di 2 °C e si impegna assiduamente affinché tale limite scenda alla soglia di 1,5 °C.

speciali nelle quali, a causa delle loro caratteristiche (scarsa circolazione, mari chiusi, ecc.), si richiede l'applicazione di metodi obbligatori per prevenirne l'inquinamento.

Uno Stato che aderisce alla Convenzione MARPOL accetta le norme degli Allegati I e II mentre le norme di cui agli Allegati III, IV, V e VI hanno carattere volontario.

Annex	Titolo	Anno
I	Norme per l'inquinamento da oli minerali	2.10.1982
II	Norme per la prevenzione dell'inquinamento da sostanze liquide nocive trasportate alla rinfusa	6.04.1987
III	Norme per la prevenzione dell'inquinamento da sostanze dannose trasportate in colli	1.07.1992
IV	Norme per la prevenzione dell'inquinamento da acque di scolo delle navi	23.09.2003
V	Norme per la prevenzione dell'inquinamento da rifiuti solidi scaricati dalle navi;	31.12.1988
VI	Norme per la prevenzione dell'inquinamento atmosferico da SO <sub>x</sub> e da NO <sub>x</sub> da scarico dei motori	19.05.2005

Tabella 1 - Allegati MARPOL 73/78

In particolare, l'Allegato VI si occupa dell'inquinamento atmosferico prodotto dai motori delle navi.

Si riporta di seguito una breve panoramica degli Allegati alla Convenzione MARPOL:

- **Allegato I** - Norme per la prevenzione dell'inquinamento da idrocarburi (in vigore dal 2 ottobre 1983). Regola la prevenzione dell'inquinamento da prodotti petroliferi legato ad attività operative o eventi eccezionali; nel 1992 alcuni emendamenti all'Allegato I hanno stabilito che le nuove petroliere fossero costruite con doppio scafo e che quelle esistenti fossero soggette ad un piano di adeguamento, poi revisionato nel 2001 e nel 2003.

- **Allegato II** – Norme per il controllo dell'inquinamento da sostanze liquide nocive alla rinfusa (in vigore dal 2 ottobre 1983). Fornisce i criteri, in termini di condizioni e concentrazioni, di fuoriuscita per il controllo dell'inquinamento da sostanze liquide nocive trasportate alla rinfusa; in ogni caso non è permesso il rilascio di residui contenenti sostanze nocive entro 12 miglia dalla terraferma più vicina.
- **Allegato III** - Norme per la prevenzione dell'inquinamento da sostanze pericolose trasportate per mare in imballaggi (in vigore dal 1 luglio 1992). Riporta i requisiti generali per la definizione di standard in termini di imballaggio, classificazione, documentazione, stivaggio, quantità consentite, eccezioni e notifiche con riferimento alle sostanze che sono identificate quali inquinanti marini dal Codice Internazionale delle sostanze marine pericolose (Codice IMDG).
- **Allegato IV** - Norme per la prevenzione dell'inquinamento da liquami scaricati dalle navi (in vigore dal 2003). Contiene le indicazioni per il controllo dell'inquinamento da acque di scarico; il rilascio di liquami in mare è proibito, eccetto quando la nave è fornita di un sistema di trattamento delle acque di scarico o in caso di rilascio di scarichi disinfettati attraverso impianti dedicati ed entro una distanza di tre miglia nautici dalla terraferma più vicina; in caso di liquami non disinfettati tale distanza deve essere di almeno 12 miglia nautici.
- **Allegato V** - Norme per la prevenzione dell'inquinamento da rifiuti solidi scaricati dalle navi (in vigore dal 1988). Definisce per differenti tipologie di rifiuti le distanze specifiche e le modalità di smaltimento; impone il divieto assoluto di smaltimento in mare di tutte le forme di plastica.
- L'**Allegato VI**<sup>5</sup>, riveste un ruolo centrale nella normativa internazionale sul contenimento e la prevenzione dell'inquinamento atmosferico prodotto dalle navi; è stato adottato con Protocollo 1997 ed è entrato poi in vigore il 19 maggio 2005, dodici mesi dopo la ratifica di almeno 15 stati che rappresentassero almeno il 50% della stazza lorda mondiale.

In considerazione dell'oggetto delle Linee Guida, l'allegato VI viene descritto più nel dettaglio nel paragrafo a seguire.

---

<sup>5</sup> Ai fini del presente rapporto si è utilizzato "Marpol Annex VI and NTC 2008 with Guidelines for implementation", 2017 Edition

### 1.2.1 Allegato VI della Convenzione Marpol

L'Allegato VI si occupa dell'inquinamento atmosferico prodotto dai motori delle navi e si applica alle navi il cui paese di bandiera abbia ratificato il Protocollo del 1997 e a quelle che, pur battendo bandiera di paesi che non sono firmatari, operano in acque la cui competenza è di paesi aderenti a tale Protocollo. In modo più specifico, si applica a tutte le navi di stazza lorda pari o superiore a 400 tonnellate, le quali devono essere munite di un certificato internazionale per la prevenzione dell'inquinamento atmosferico (certificato IAPP)<sup>6</sup>.

Le emissioni che vengono regolamentate sono:

- sostanze che influenzano lo strato di ozono nell'atmosfera (gas refrigeranti e/o antincendio);
- ossidi di zolfo (SO<sub>x</sub>) e ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>) presenti nei gas di scarico dei motori delle navi a combustione interna;
- componenti organici volatili (VOC) provenienti dalla zona del carico di navi cisterna;
- emissioni da inceneritori.

Nel luglio del 2005, dopo due mesi dalla sua entrata in vigore, l'Allegato VI è stato sottoposto a revisione da parte del MEPC, al fine di analizzare e definire strategie e limiti per ridurre ulteriormente le emissioni e migliorare contemporaneamente i sistemi operativi, dal momento che il volume di traffico marino stava progressivamente aumentando e per contro, il comparto industriale terrestre si stava impegnando per la riduzione delle proprie emissioni.

Tale processo di revisione ha portato alla definizione di una serie di emendamenti, adottati ad ottobre 2008 con Risoluzione MEPC.176 entrata in vigore il 1 luglio 2010, relativamente alle emissioni di NO<sub>x</sub> e di SO<sub>x</sub> (aggiornamento Regole 13 e 14) e alle sostanze che impoveriscono l'ozono (aggiornamento Regola 12).

Inoltre, in linea con le dichiarazioni dall'IMO sulla continua evoluzione della finalità dell'Allegato VI, nel 2011 sono stati adottati 2 nuovi capitoli: il Capitolo 4 "Requisiti di Efficienza Energetica per le navi", che introduce misure obbligatorie di efficienza energetica allo scopo di ridurre emissioni di gas serra dalle navi, e il Capitolo 5 "Verifica di conformità alle disposizioni del presente allegato".

Come già anticipato, l'Allegato VI della Convenzione MARPOL costituisce il riferimento normativo a livello internazionale circa i limiti vincolanti sulle emissioni di zolfo e di azoto

---

<sup>6</sup> Le navi di stazza inferiore a 400 tonnellate devono ancora conformarsi alla legislazione, ove applicabile, ma nel loro caso l'amministrazione può stabilire misure appropriate per garantire che l'allegato VI sia rispettato.

dalle navi e introduce la definizione delle aree di controllo delle emissioni (Emission Control Areas) per l'azoto (Area NECA) e per lo zolfo (Area SECA).

All'interno delle aree ECA (Figura 2) è previsto il rispetto dei seguenti parametri:

- Zona del Mar Baltico: come definita nell'allegato I della convenzione MARPOL (solo SOx);
- Zona del Mare del Nord: come definita nell'allegato V della convenzione MARPOL (solo SOX);
- Zona nordamericana: quale definita nell'appendice VII dell'allegato VI della convenzione MARPOL (SOx, NOx e PM);
- Zona del Mar dei Caraibi degli Stati Uniti: come definita nell'appendice VII dell'allegato VI della convenzione MARPOL (SOx, NOx e PM).



Figura 2 - International Maritime Organization: Worldmap Emission Control Areas (Fonte: Safety4sea.com)

Le principali norme e regole relative alle emissioni previste nell'allegato VI sono dettagliatamente disciplinate nella Regola 12 "Sostanze che riducono lo strato di ozono", Regola 13 "Ossidi di Azoto (NOx)" e nella Regola 14 "Ossidi di Zolfo (SOx)", dove vengono definiti nel dettaglio i limiti vincolanti in funzione delle caratteristiche dei motori (potenza, n= giri del motore) e della data di costruzione della nave in oggetto.

A seguire, si riporta pertanto un focus in merito.

### *Regola 12 "Sostanze che riducono lo strato di ozono"*

Per le navi di cui all'allegato VI sono vietate le emissioni deliberate di sostanze che riducono lo strato di ozono. I nuovi impianti contenenti sostanze che riducono lo strato di ozono sono

vietati su tutte le navi. Gli impianti contenenti HCFC<sup>7</sup> sono vietati sulle navi costruite a partire dal 1° gennaio 2020.

### Regola 13 “Ossidi di AZOTO (NO<sub>x</sub>)”

Si applica ai motori diesel con potenza maggiore di 130 kW con la distinzione per motori installati su navi costruite a partire dal 1 gennaio 2000 (“post 2000”) e quelli precedenti a tale data.

In relazione agli standard emissivi, sono stati definiti 3 livelli differenti.

Per la categoria di **motori “post 2000”** oltre ai limiti già prefissati dalla norma precedente, denominati TIER I, è stata stabilita un’ulteriore diminuzione di circa il 20% a partire dal 1 gennaio 2011 (TIER II).

Per le aree NECA inoltre, i valori dei limiti scendono ulteriormente (TIER III) a partire dal 1 gennaio 2016, ammettendo un ristretto numero di eccezioni quali: *“Motori diesel di emergenza e motori installati su navi che intraprendono esclusivamente viaggi in acque soggette alla giurisdizione dello Stato in cui la nave ha diritto di battere bandiera, purché tali motori siano soggetti a misura di controllo alternativa NO<sub>x</sub> approvata dall’Amministrazione”*.

LIMITI OSSIDI di AZOTO (NO <sub>x</sub> )			
Motori installati su navi costruite a partire dal 1 gennaio 2000			
	1/1/2000-31/12/2010	1/1/2011-31/12/2015	Dal 1/1/2016
All'esterno di NECA	TIER I	TIER II	
All'interno di NECA	N.A.		TIER III

Tabella 2 - Quadro sintetico limiti NO<sub>x</sub> Allegato VI Convenzione MARPOL

<sup>7</sup> Idroclorofluorocarburo (HCFC)

Dove:

TIER I	TIER II	TIER III
<ul style="list-style-type: none"> <li>• 17 g/kWh per <math>n &lt; 130</math></li> <li>• <math>45 \cdot n^{(-0.2)}</math> g/kWh (<math>130 \leq n &lt; 2000</math>)</li> <li>• 9,8 g/kWh per <math>n \geq 2000</math></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 14,4 g/kWh per <math>n &lt; 130</math></li> <li>• <math>44 \cdot n^{(-0.23)}</math> g/kWh (<math>130 \leq n &lt; 2000</math>)</li> <li>• 7,7 g/kWh per <math>n \geq 2000</math></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 3,4 g/kWh per <math>n &lt; 130</math></li> <li>• <math>9 \cdot n^{(-0.2)}</math> g/kWh (<math>130 \leq n &lt; 2000</math>)</li> <li>• 2,0 g/kWh per <math>n \geq 2000</math></li> </ul>
n = giri del motore		

Tabella 3 - Dettaglio dei valori limite di NOx per Livelli TIER I, TIER II e TIER III

Per aree NECA si intendono:

- Area Nord America (coordinate dettagliate all'Appendice VII "Aree di controllo delle emissioni" dell'Allegato VI);
- Area Mar dei Caraibi statunitense (coordinate dettagliate all'Appendice VII "Aree di controllo delle emissioni" dell'Allegato VI);
- Qualsiasi altra area, incluse aree portuali, individuate dall'Organizzazione secondo criteri indicati all'Appendice III "Criteri e procedure per la proposta di designazione delle aree per il controllo delle emissioni" dell'Allegato VI).

Ad oggi, l'area nordamericana comprendente la zona marittima situata al largo delle coste del Pacifico degli Stati Uniti e del Canada e l'area del Mar dei Caraibi degli Stati Uniti sono state incluse dalla risoluzione IMO MEPC.190(60) come aree NECA, con data di entrata in vigore 1° agosto 2012. Inoltre, l'IMO ha designato il Mare del Nord e il Mar Baltico come aree di controllo delle emissioni di NOx (NECA) a partire dal 1° gennaio 2021 in poi. L'impatto sulle navi che attraversano queste aree di controllo delle emissioni di NOx è significativo in quanto dovranno conformarsi ai rigorosi e obbligatori standard di emissione dei motori o alle tecnologie equivalenti di riduzione delle emissioni di NOx per raggiungere i livelli di emissione Tier III, che mirano a una riduzione delle emissioni del 70% rispetto ai limiti delle emissioni di NOx corrispondenti del Tier II.

Al di fuori dell'area NECA, si applicano i limiti di livello II.

Per la categoria di **motori "pre 2000"**, in particolare quelli installati tra il 1 gennaio 1990 e il 31 dicembre 1999, aventi potenza maggiore di 5000 kW e cilindrata unitaria maggiore di 90 litri, la norma richiede il rispetto dei valori del TIER I, subordinatamente però alle seguenti condizioni:



- esistenza di un sistema di retrofitting certificato da un'Amministrazione;
- disponibilità di tale sistema sul mercato;
- buon rapporto costi-benefici.

L'adeguamento della nave ai valori del Livello I dovrà avvenire al massimo entro 12 mesi dall'ultima ispezione dopo il raggiungimento delle condizioni suddette.

#### Regola 14 "Ossidi di Zolfo (SO<sub>x</sub>)"

I controlli delle emissioni di SO<sub>x</sub> e di particolato si applicano a tutti gli impianti e dispositivi di combustione di olio combustibile a bordo e quindi comprendono sia i motori principali che i motori ausiliari e altri prodotti quali caldaie e generatori di gas inerte. Questi controlli si dividono tra quelli applicabili all'interno delle aree SECA, istituite per limitare l'emissione di SO<sub>x</sub> e particolato, e quelli applicabili all'esterno di tali aree che limitano il contenuto massimo di zolfo degli oli combustibili caricati, bunkerizzati e successivamente utilizzati a bordo. Il tenore di zolfo dell'olio combustibile utilizzato a bordo delle navi non deve superare i seguenti limiti:

- 4,50% m/m prima del 1° gennaio 2012
- 3,50% m/m a partire dal 1° gennaio 2012
- 0,50% m/m a partire dal 1° gennaio 2020

Se le navi operano in una zona SECA, il tenore di zolfo dell'olio combustibile utilizzato a bordo delle navi non deve superare i seguenti limiti:

- 1,50% m/m prima del 1° luglio 2010
- 1,00% m/m a partire dal 1° luglio 2010
- 0,10% m/m dal 1° gennaio 2015 in poi

Per aree SECA si intendono:

- Area del Mar Baltico e Mare del Nord;
- Area Nord America (coordinate dettagliate all'Appendice VII "Aree di controllo delle emissioni" dell'Allegato VI);
- Area Mar dei Caraibi statunitense (coordinate dettagliate all'Appendice VII "Aree di controllo delle emissioni" dell'Allegato VI);



- Qualsiasi altra area, incluse aree portuali, individuate dall'Organizzazione secondo criteri indicati all'Appendice III "Criteri e procedure per la proposta di designazione delle aree per il controllo delle emissioni" dell'Allegato VI).

Inoltre, la designazione di nuove aree SECA nel Mediterraneo è in cima alla lista delle priorità. Il bacino mediterraneo semichiuso è, infatti, un'area sensibile in termini di ambiente marino e biodiversità.

LIMITI OSSIDI di ZOLFO (SO <sub>x</sub> )					
	1/1/2008- 30/6/2010	1/7/2010- 31/12/2011	1/1/2012- 31/12/2014	1/1/2015- 31/12/2019	Dal 1/1/2020
All'esterno di SECA	4,5% (zolfo nel carburante)		3,5%		0,5%
All'interno di SECA	1,5%	1%		0,1%	

Tabella 4 - Quadro sintetico limiti SO<sub>x</sub> Allegato VI Convenzione MARPOL

Questi limiti sono molto restrittivi e, a parte i costi molto elevati per produrre combustibili a così basso tenore di zolfo, l'industria petrolifera ha già espresso dubbi sulla reale possibilità di poter fornire, per le date suddette, quantitativi di olio combustibile BTZ tali da soddisfare le esigenze del trasporto marittimo. Per tale ragione lo stesso IMO ha istituito un apposito Expert Group con lo scopo di valutare la concreta fattibilità di quanto imposto dalla nuova Regola 14, in particolare per quanto riguarda la percentuale dello 0,5%.

A questo punto è importante sottolineare quanto espressamente indicato nella Regola 4, che permette alle Amministrazioni di Stati firmatari della convenzione, di consentire l'utilizzo di qualsiasi tipologia di materiali, installazioni, attrezzature, procedure e combustibili alternativi, purché queste risultino efficaci in termini di riduzione delle emissioni almeno tanto quanto gli standard contenuti nelle varie regole dell'Allegato VI.

Risultato di tale possibilità, fatti salvi i principi di efficienza e di convenienza economica, sono in particolare due possibili dispositivi di abbattimento delle emissioni, gli **SCR (Selective Catalytic Reduction)** per gli NO<sub>x</sub>, e gli **Scrubber** per gli SO<sub>x</sub>, vista anche la necessità di intervenire su motori esistenti.

### 1.3 I codici IGF e IGG

Sempre in riferimento alle tematiche dell'inquinamento atmosferico connesso ai combustibili marini, la produzione documentale dell'IMO non si limita unicamente alla già citata Convenzione MARPOL.

Recentemente, infatti, si evidenzia l'adozione da parte dei Paesi membri dell'IMO del **Codice IGF**, codice di sicurezza internazionale per le navi che utilizzano gas o altri combustibili a basso punto di infiammabilità, che, rivisto dall'MSC.391(95), è entrato in vigore il 1 gennaio 2017. Lo scopo del Codice è quello di fornire criteri obbligatori per la sistemazione e l'installazione di macchinari, attrezzature e sistemi per navi che funzionano a gas o altri combustibili a basso punto di infiammabilità, al fine di ridurre al minimo i rischi per la nave, l'equipaggio e l'ambiente.

L'attuale versione del Codice include i regolamenti per soddisfare i requisiti funzionali di combustibile a gas naturale; i regolamenti per gli altri combustibili a basso punto di infiammabilità sono in corso di definizione da parte dell'IMO.

Il **Codice IGC**, codice internazionale per la costruzione e l'equipaggiamento di navi che trasportano gas liquefatti alla rinfusa come rivisto nel 2016 (norme per la nave cisterna), fornisce uno standard internazionale per il trasporto sicuro di gas liquefatti e di altre sostanze elencate nel capitolo 19. Considerando i prodotti trasportati, stabilisce gli standard di progettazione e costruzione delle navi coinvolte e le apparecchiature che è necessario trasportare per ridurre al minimo il rischio per la nave, il suo equipaggio e l'ambiente.

### 1.4 SOLAS Convenzione internazionale per la salvaguardia della vita umana in mare

Gli emendamenti alla Convenzione internazionale per la salvaguardia della vita umana in mare (SOLAS) richiedono che le nuove navi utilizzino gas o altri combustibili a basso punto di infiammabilità per soddisfare i requisiti del Codice IGF, che contiene disposizioni obbligatorie per la disposizione, l'installazione, il controllo e il monitoraggio di macchinari, apparecchiature e sistemi che utilizzano combustibili a basso punto di infiammabilità, concentrandosi in primis sul gas naturale liquefatto (GNL).

Più specificamente, per quanto riguarda il capitolo II-1 di SOLAS relativo alla costruzione/struttura, suddivisione e stabilità, macchinari e impianti elettrici:

- Parte F La progettazione e le disposizioni alternative sono state modificate per fornire una metodologia di progettazione alternativa e disposizioni per macchinari, impianti elettrici e sistemi di stoccaggio e distribuzione del combustibile a basso punto di infiammabilità.

- Una nuova parte G è stata aggiunta per le navi che utilizzano combustibili a basso punto di infiammabilità; si tratta di nuove normative che richiedono che i requisiti del Codice IGF siano rispettati dalle navi costruite dopo l'entrata in vigore, il 1° gennaio 2017.

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

La SIGTTO ha emanato delle linee guida che regolano le operazioni di trasferimento STS per le navi alimentate a GNL ormeggiate al molo o in banchina, o accanto a una nave cisterna di GNL. La guida è anche un buon riferimento per la determinazione di norme e procedure per le operazioni di trasferimento tra navi d'altura e navi di rigassificazione del gas naturale liquefatto, o navi circolanti, di stoccaggio e di scarico di GNL. Infine, può avere un impatto significativo sullo sviluppo delle procedure di emergenza mentre le operazioni di trasferimento STS sono in corso.

I prerequisiti per le navi alimentate a GNL consistono nel soddisfare i requisiti del Codice IGF, mentre per le navi cisterna di GNL consistono nel soddisfare i requisiti del Codice IGC.

## 1.6 SGMF – The Society for Gas as a Marine Fuel

Fondata nel 2013, la SGMF è un'organizzazione guidata dall'industria, che ha le sue origini dal Consiglio di amministrazione della Society of International Gas Tanker and Terminal Operators (SIGTTO).

La SGMF concentra i suoi sforzi sull'uso sicuro del gas come combustibile marino. Il suo obiettivo principale è quello di fornire all'industria indicazioni che derivino dall'esperienza e dalle conoscenze dei suoi membri. Le aree a cui la SGMF offre il suo contributo sono le questioni tecniche, di sicurezza ambientale, di formazione, di competenza, di quantità e di qualità del gas nell'ambito delle migliori pratiche sull'uso del gas come combustibile marino.

Appurato che il GNL ha caratteristiche diverse rispetto ad altri combustibili marini, è fondamentale che le sue proprietà siano ben comprese per garantire elevati livelli di sicurezza durante le operazioni di bunkeraggio. Una serie di linee guida e pubblicazioni forniscono alle parti interessate un punto di riferimento.

Di seguito è riportato un elenco di riferimenti a ciò che la SGMF ha prodotto sull'argomento.

### Gas come combustibile marino - Una guida introduttiva versione 3.0

Il gas naturale come combustibile dimostra il suo valore come alternativa adatta allo scopo rispetto ai combustibili fossili convenzionali, in quanto è conforme alla legislazione sulle emissioni degli inquinanti atmosferici, come gli ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>) e gli ossidi di zolfo (SO<sub>x</sub>), riducendo inoltre anche l'impatto del carbonio derivante dalle operazioni navali. Nel

documento vengono fornite linee guida tecniche e commerciali al fine di assistere allo sviluppo emergente dell'industria del gas come combustibile, che porta la questione della sicurezza al centro della discussione.

### **Linee guida contrattuali - Quantità e qualità**

Questa pubblicazione descrive le variabili che devono essere misurate per i principali tipi di motori marini, offrendo al contempo le tecniche di accuratezza e verificabilità nell'ambito delle misurazioni della quantità e della qualità di GNL.

### **Linee guida sulla sicurezza - Bunkeraggio versione 2.0**

Prodotte in collaborazione con la IACS, forniscono una guida a tutte le parti direttamente coinvolte nel bunkeraggio di navi con gas naturale liquefatto (GNL). Hanno lo scopo di garantire un alto livello di sicurezza in ogni momento prima, durante e dopo il processo di bunkeraggio al fine di sviluppare una linea guida comune, globale e a lungo termine, nonché di sensibilizzare sui rischi del GNL.

### **Bunkeraggio di navi con GNL - Linee guida per la valutazione e le competenze 2.0**

Queste sono linee guida che possono essere utilizzate da qualsiasi individuo, organizzazione o autorità, da entrambi i lati del processo di trasferimento per identificare il livello di comprensione e le competenze.

### **Operazioni simultanee (SIMOPS) durante il bunkeraggio del GNL**

Le operazioni simultanee (SIMOPS) si verificano quando due o più attività potenzialmente in conflitto vengono eseguite nello stesso luogo e nello stesso momento. Le SIMOPS possono includere sia attività regolari, come il carico di merci o passeggeri, così come eventi non pianificati e possono riguardare la nave ricevente e l'area circostante. I ruoli e le responsabilità delle persone coinvolte nel processo di bunkeraggio sono fondamentali per applicare le SIMOPS in modo sicuro ed efficace. In sostanza si tratta di uno strumento di valutazione basato sul rischio che può essere utilizzato in qualsiasi luogo e per qualsiasi disposizione del processo di bunkeraggio.

### **Raccomandazione delle aree controllate durante il bunkeraggio del GNL**

Questa pubblicazione aiuta a determinare la posizione e le dimensioni delle aree controllate attorno alle apparecchiature di bunkeraggio.

## Disposizioni su collettori per navi alimentate a gas

L'intento è quello di allineare il settore attraverso una pratica comune per quanto concerne le disposizioni dei collettori installati a bordo delle navi alimentate a gas.

### 1.7 ILO Organizzazione internazionale del lavoro

La componente umana è fondamentale nelle operazioni di bunkeraggio sicure e di successo. Gli emendamenti alla Convenzione internazionale sugli standard di addestramento, certificazione e tenuta della guardia per i marittimi (STCW) e il **Codice STCW** comprendono nuovi requisiti minimi obbligatori per la formazione e l'attribuzione della qualifica di comandanti, ufficiali e altro personale sulle navi soggette al Codice IGF. In tal modo si aggiungerà un altro tassello alla creazione di una solida catena di distribuzione e operazioni di bunkeraggio del GNL salde in cui il rischio sarà stato mitigato.

### 1.8 USCG Guardia costiera degli Stati Uniti

La Guardia costiera degli Stati Uniti ha rilasciato una guida (USC NVIC n. 01-2011) per valutare le operazioni simultanee (SIMOPS) durante il trasferimento del combustibile GNL. La politica della USCG tratta i problemi di sicurezza associati alle operazioni simultanee durante il trasferimento del combustibile GNL nelle aree costiere. La pianificazione anticipata delle SIMOPS e la notifica sono gli assi fondamentali della politica.

### 1.9 Associazione internazionale dei porti ("IAPH")

L'Associazione internazionale dei porti (IAPH) ha pubblicato uno standard concordato a livello internazionale per il bunkeraggio del GNL denominato "Lo strumento di audit IAPH per operatori di impianti di bunkeraggio (IAT-LNG)". Il valore aggiunto dello IAT-LNG risiede nel fatto che sosterrà le autorità portuali nel loro processo decisionale nell'ambito del rilascio delle licenze per gestire gli impianti di bunkeraggio del GNL nell'area portuale.

Lo strumento garantisce una chiara definizione, fin dalla fase iniziale, delle responsabilità dell'operatore dell'impianto di bunkeraggio rispetto a operazioni sicure e sostenibili. Si favorisce, in tal modo, maggiore attenzione per quanto riguarda l'organizzazione delle operazioni di bunkeraggio del GNL.

Inoltre, lo strumento di audit può anche essere utilizzato come repository centrale per gli standard internazionali, le linee guida e le migliori pratiche, quali l'Organizzazione internazionale per la standardizzazione (ISO), la Society of Gas as Marine Fuel (SGMF) e l'Associazione internazionale delle società di classificazione (IACS), nel contesto delle operazioni di bunkeraggio del GNL all'interno del porto.

## 1.10 Società di classificazione

A seconda dei requisiti delle singole società di classificazione, come pubblicato nelle loro norme e linee guida, il progetto delle navi dovrà, con tutta probabilità, subire un processo di progettazione basato sul rischio. La maggior parte delle linee guida, elaborate da queste società di classificazione per l'uso del gas come combustibile marino, si basano sulle "Linee guida provvisorie sull'installazione in sicurezza di motori alimentati a gas naturale nelle navi MSC.285(86)" con requisiti specifici di classe aggiuntivi. Analogamente a MSC.285(86), queste regole di classe forniscono indicazioni per la progettazione, la costruzione e il funzionamento di navi alimentate a gas naturale e non sono giuridicamente vincolanti.

Le esistenti Regole di Classe dei membri IACS sono basate sulle linee guida provvisorie MSC.285(86).

Quindi, la maggior parte delle società ha aggiornato e finalizzato le regole e le normative rilevanti, le cui ultime versioni risalgono al 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	-	-

Tabella 5 - Regole di classe esistenti dei membri dello IACS

### 1.11 Standard britannici

Gli standard britannici prevedono delle specifiche per gruppi di tubi metallici per gas di petrolio liquefatti e GNL BS 4089:1999.

Tutti i tubi devono essere compatibili con il prodotto, le temperature e le pressioni e deve essere fornita una protezione contro la sovrappressurizzazione. Tutti i tubi devono essere realizzati secondo uno standard di progettazione appropriato.

Inoltre, gli standard britannici forniscono collaudi di progettazione, costruzione, tipo, produzione e requisiti di marcatura per tubi flessibili criogenici non isolanti utilizzati per il trasferimento di fluidi criogenici in un intervallo specifico di condizioni operative.

## 2 La Strategia Europa 2020

Nell'ambito della Strategia Europa 2020, l'Unione europea ha fissato obiettivi per un uso più efficiente delle risorse e dell'energia, al fine di affrontare le sfide sociali, come i cambiamenti climatici, nonché rafforzare la competitività. È stato fissato un obiettivo di riduzione dei gas serra del 60% entro il 2050 per quanto riguarda i trasporti, oltre a una strategia europea per i combustibili alternativi "Energia pulita per l'Europa" per sostituire gradualmente il petrolio con i combustibili alternativi e costruire le infrastrutture necessarie che potrebbero portare a risparmi sui costi delle importazioni di petrolio di 4,2 miliardi di euro l'anno nel 2020 e 9,3 miliardi di euro l'anno nel 2030, oltre a un altro miliardo di euro all'anno grazie all'abbattimento degli aumenti dei prezzi.

L'Unione Europea, senza assegnare una preferenza a nessuno di essi, ha stabilito un mix completo di combustibili alternativi, tra cui elettricità, gas naturale come gas naturale liquefatto (GNL) o gas naturale compresso (GNC) e idrogeno. La strategia è stata adottata il 25 febbraio 2015 dal COM/2015/080 definitivo e rappresenta in ampia misura la vision della Commissione per i settori della mobilità senza emissioni.

Il diritto di legiferare dell'Unione europea è sostenuto dal principio di sussidiarietà. Ai sensi dell'articolo 5(3) del trattato sull'Unione europea (TUE), per quanto riguarda i settori in cui l'UE non ha competenza esclusiva, si applica il principio di sussidiarietà, il quale definisce le circostanze in cui è preferibile che l'azione sia adottata dall'Unione europea, piuttosto che dagli Stati membri.

Il merito del principio di sussidiarietà è quello di garantire rigidi processi decisionali, laddove gli obiettivi di un'azione non possano essere sufficientemente raggiunti dagli Stati membri, ma possano essere meglio raggiunti a livello dell'Unione europea "a causa delle dimensioni e degli effetti dell'azione proposta".

Assodata la scarsa partecipazione al Protocollo di Kyoto e la mancanza di accordo a Copenaghen nel 2009, l'UE, con l'Accordo di Parigi, ha contribuito a costruire una coalizione di Paesi sviluppati e in via di sviluppo che si impegnano per evitare pericolosi cambiamenti climatici limitando il riscaldamento globale ben al di sotto dei 2°C e proseguendo con gli sforzi per limitarlo a 1,5°C. Il contributo stabilito a livello nazionale (NDC) dell'UE ai sensi dell'Accordo di Parigi è quello di ridurre le emissioni di gas serra di almeno il 40% entro il 2030 rispetto al 1990. Quest'ultimo è un obbligo ed è inserito nel contesto del quadro per il clima e l'energia 2030 dell'UE. Gli strumenti legislativi che sono ritenuti necessari per la realizzazione degli obiettivi sopra indicati sono già stati adottati dal 2018.

In vista degli obiettivi a lungo termine che si estendono fino al 2050, l'UE si è impegnata a ridurre le emissioni di gas serra dell'80-95% rispetto ai livelli del 1990. La tabella di marcia



per l'energia 2050 dell'UE traccia un percorso di transizione verso la nuova era energetica, che sarà compatibile con le riduzioni dei gas serra e allo stesso tempo sarà in grado di fornire sicurezza energetica nella catena di distribuzione.

Nel 2011 la Commissione Europea adotta il **Libro Bianco** "Tabella di marcia verso uno spazio unico europeo dei trasporti - Per una politica dei trasporti competitiva e sostenibile" che, individuando una vision con orizzonte temporale 2050, per un settore dei trasporti competitivo ed efficiente in termini di risorse, si prefigge i seguenti obiettivi:

- almeno il 40% di riduzione delle emissioni nell'ambito della navigazione;
- uno shift del 50% dei viaggi interurbani a media distanza di passeggeri e merci, dalla strada alla rotaia e al trasporto via acqua.

Nel 2012 la **Direttiva 2012/33/UE** del Parlamento europeo e del Consiglio modifica la Direttiva 1999/32/CE del Consiglio per quanto riguarda il tenore di zolfo dei combustibili marini. Si impone l'utilizzo di combustibili per uso marittimo con lo 0,1% massimo di zolfo nei porti europei al momento dell'ormeggio, oppure un metodo equivalente per raggiungere gli standard di emissione richiesti, in particolare mediante l'uso di combustibili alternativi come il gas naturale o l'impiego di tecnologie di abbattimento, ovvero gli scrubber.

Nel 2016 i ministri del Mediterraneo hanno adottato la Dichiarazione di Atene, nella quale si sono impegnati a mettere in atto gli strumenti, i programmi, i piani d'azione e le linee guida adottati dalla Conferenza delle Parti (COP19) della Convenzione di Barcellona. La Convenzione di Barcellona e i suoi protocolli costituiscono un quadro giuridico che viene monitorato dal piano d'azione del Mediterraneo degli Stati Uniti e si prefigge, tra gli altri obiettivi, di prevenire l'inquinamento causato dal trasporto marittimo.

La necessità di intervenire anche sulle emissioni marittime è ribadita dalla **Direttiva 2018/410/UE** del Parlamento europeo e del Consiglio, che modifica la direttiva sul sistema di scambio di quote di emissioni (ETS) dell'UE.

## 2.1 Le politiche europee per la riduzione del tenore di zolfo

La riduzione del tenore di zolfo dei combustibili liquidi è stata fin dal 1975 (Direttiva 75/716/CEE) un tema di notevole rilievo per le politiche europee, vista la significativa incidenza sulla salute pubblica e sull'ambiente naturale, nonché la difficoltà da parte delle società petrolifere, che si vedevano costrette a modificare i prodotti in relazione allo Stato Membro al quale erano destinati.

La Commissione Europea, con le successive revisioni della normativa, ha provveduto ad estendere il campo di applicazione e a ridurre i limiti superiori, adeguandosi parallelamente alle previsioni della normativa internazionale ed in particolare della Convenzione MARPOL (Allegato VI).

### 2.1.1 Direttiva (UE) 2016/802 - Direttiva sullo zolfo

La più recente **Direttiva (UE) 2016/802** consiste nella codificazione della normativa relativa alla riduzione del tenore di zolfo di alcuni combustibili liquidi e stabilisce il tenore massimo di zolfo consentito per l'olio combustibile pesante, il gasolio, il gasolio marino e l'olio diesel marino utilizzati nell'Unione.

La Direttiva richiama, tra le altre, le seguenti considerazioni:

- la politica ambientale dell'Unione Europea si pone obiettivi di miglioramento dei livelli di qualità dell'aria;
- l'utilizzo di combustibili per uso marittimo ad alto tenore di zolfo contribuiscono all'inquinamento atmosferico sotto forma di anidride solforosa e particolato;
- i vantaggi derivanti dalla riduzione del tenore di zolfo sono superiori ai costi per l'industria e la relativa tecnologia è ben consolidata;
- l'Allegato VI della Convenzione MARPOL prevede limiti al contenuto di zolfo del combustibile marittimo diversificati all'interno o al di fuori delle zone di controllo delle emissioni di SO<sub>x</sub> (SECA) da attuarsi con diverse cadenze temporali.

La Direttiva evidenzia la necessità di assicurare la coerenza con il diritto internazionale nonché la corretta applicazione nell'Unione delle nuove norme sullo zolfo stabilite a livello internazionale, garantendo la rispondenza all'Allegato VI riveduto della Convenzione MARPOL. Viene inoltre sottolineata la necessità di un regime di monitoraggio e applicazione rigoroso, accompagnato da un sistema di sanzioni efficaci, proporzionate e dissuasive.

La riduzione delle emissioni di anidride solforosa, riconducibili all'impiego di alcuni combustibili liquidi derivati dal petrolio, viene perseguita a livello europeo mediante la definizione di nuovi e più stringenti limiti al tenore di zolfo di questi combustibili come condizione per il loro utilizzo nel territorio, nelle acque territoriali e nelle zone economiche esclusive o zone di controllo dell'inquinamento degli Stati membri. Scopo della Direttiva è la riduzione delle emissioni di anidride solforosa derivanti dalla combustione di alcuni tipi di combustibili liquidi. La riduzione delle emissioni è conseguita imponendo limiti al tenore di zolfo dei combustibili come condizione per il loro utilizzo nel territorio, nelle acque territoriali e nelle zone economiche esclusive o zone di controllo dell'inquinamento degli Stati membri.

Secondo quanto previsto nell'articolo 3 della Direttiva pocanzi richiamata, gli Stati membri provvedono affinché non siano utilizzati nel loro territorio oli combustibili pesanti con un tenore di zolfo superiore all'1,00% in massa.

In aggiunta, l'articolo 4 della predetta Direttiva stabilisce il tenore massimo di zolfo nel gasolio e prevede che gli Stati membri si adoperino affinché non siano utilizzati nel loro territorio gasoli con un tenore di zolfo superiore allo 0,10% in massa. L'articolo 5 stabilisce il tenore massimo di zolfo del combustibile per uso marittimo e stabilisce che gli Stati membri provvedano affinché non siano utilizzati nel loro territorio combustibili per uso marittimo con un tenore di zolfo superiore al 3,50% in massa.

L'articolo 6 prevede che gli Stati membri adottino tutte le misure necessarie affinché, nelle rispettive acque territoriali, zone economiche esclusive e zone di controllo dell'inquinamento, non siano utilizzati combustibili per uso marittimo con un tenore di zolfo superiore in massa a:

- a) 3,50% a partire dal 18 giugno 2014;
- b) 0,50% a partire dal 1° gennaio 2020.

Gli Stati membri adottano tutte le misure necessarie affinché, nelle rispettive acque territoriali, zone economiche esclusive e zone di controllo dell'inquinamento che rientrano nelle SECA, non siano utilizzati combustibili per uso marittimo con un tenore di zolfo superiore in massa a:

- a) 1,00% fino al 31 dicembre 2014;
- b) 0,10% a partire dal 1° gennaio 2015.

Gli Stati membri adottano tutte le misure necessarie affinché, nelle rispettive acque territoriali, zone economiche esclusive e zone di controllo dell'inquinamento non comprese nelle SECA, e dalle navi passeggeri che effettuano servizi di linea da o verso porti dell'Unione, non siano utilizzati combustibili per uso marittimo con un tenore di zolfo superiore all'1,50% in massa fino al 1° gennaio 2020. Nel presente articolo della Direttiva è esplicita la necessità di aggiornamenti al fine di adeguarsi ad eventuali future modifiche dell'Allegato VI della Convenzione MARPOL ed impegna gli Stati membri agli adempimenti previsti dalla Regola 18 del suddetto Allegato relativi alla disponibilità e qualità del carburante.

L'articolo 7 stabilisce che gli Stati membri adottino tutte le misure necessarie per garantire che le navi all'ormeggio nei porti dell'Unione non utilizzino combustibili per uso marittimo con tenore di zolfo superiore allo 0,10% in massa, accordando all'equipaggio tempo

sufficiente per completare le necessarie operazioni per il cambio del combustibile il più presto possibile dopo l'arrivo all'ormeggio e il più tardi possibile prima della partenza.

La tabella a seguire sintetizza quanto appena esposto.

COMBUSTIBILE	ARTICOLO	LIMITI AL TENORE DI ZOLFO	ESCLUSIONI
OLIO COMBUSTIBILE PESANTE	Tenore massimo di zolfo dell'olio combustibile pesante	1% in massa	paragrafi 2 e 3 art 3
GASOLIO	Tenore massimo di zolfo nel gasolio	0,1% in massa	
COMBUSTIBILE PER USO MARITTIMO	Tenore massimo di zolfo del combustibile per uso marittimo	3,5% in massa	combustibili destinati all'approvvigionamento delle navi che utilizzano i metodi di riduzione delle emissioni di cui all'articolo 8 con sistemi a circuito chiuso
	Tenore massimo di zolfo dei combustibili per uso marittimo utilizzati nelle acque territoriali, nelle zone economiche esclusive e nelle zone di controllo dell'inquinamento degli Stati membri, incluse le SECA, e dalle navi passeggeri che effettuano servizi di linea da o verso porti dell'Unione	nelle acque territoriali, zone economiche esclusive e zone di controllo dell'inquinamento:  3,50% a partire dal 18 giugno 2014;  0,50% a partire dal 1 gennaio 2020.	limiti per navi all'ormeggio (art 7)
		nelle acque territoriali, zone economiche esclusive e zone di controllo dell'inquinamento che rientrano nelle SECA:  1,00% fino al 31 dicembre 2014;  0,10% a partire dal 1 gennaio 2015.	
		nelle acque territoriali, zone economiche esclusive e zone di	

COMBUSTIBILE	ARTICOLO	LIMITI AL TENORE DI ZOLFO	ESCLUSIONI
		controllo dell'inquinamento non comprese nelle SECA e dalle navi passeggeri che effettuano servizi di linea da o verso porti dell'Unione:  1,5% in massa fino al 1 gennaio 2020	
	Tenore massimo di zolfo dei combustibili per uso marittimo utilizzati dalle navi all'ormeggio nei porti dell'Unione	0,1% in massa	paragrafo 2 art 7

Tabella 6 - Quadro sintetico limiti tenore di zolfo Direttiva (UE) 2016/802

Infine, l'articolo 8 della direttiva prevede che gli Stati membri possano autorizzare l'uso di metodi di riduzione delle emissioni da parte di navi battenti qualsiasi bandiera nei rispettivi porti, nelle rispettive acque territoriali, zone economiche esclusive e zone di controllo dell'inquinamento, in alternativa all'utilizzo di combustibili per uso marittimo conformi ai requisiti di cui agli articoli 6 e 7, a patto di garantire riduzioni delle emissioni di anidride solforosa equivalente. In particolare, l'Allegato II della Direttiva (Tabella 7) stabilisce i criteri d'uso dei metodi di riduzione delle emissioni.

Metodo di riduzione delle emissioni	Criteri d'uso
Mix di combustibile per uso marittimo e gas di evaporazione	Decisione 2010/769/UE della Commissione <sup>(1)</sup> .
Sistemi di depurazione dei gas di scarico	Risoluzione MEPC.184(59) adottata il 17 luglio 2009 Le acque di lavaggio risultanti dai sistemi di depurazione dei gas di scarico che fanno uso di prodotti chimici, additivi e dei prodotti chimici creati in loco di cui al punto 10.1.6.1 della risoluzione MEPC.184(59) non sono scaricate in mare, ivi inclusi baie, porti ed estuari, a meno che non sia dimostrato dall'operatore della nave che gli scarichi di tali acque di lavaggio non hanno impatti negativi rilevanti e non presentano rischi per la salute umana e per l'ambiente. Se il prodotto chimico utilizzato è la soda caustica è sufficiente che le acque di lavaggio rispettino i criteri stabiliti nella risoluzione MEPC.184(59) e che il suo pH non sia superiore a 8,0.
Biocarburanti	Uso di biocarburanti quali definiti nella direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio <sup>(2)</sup> che rispettano le pertinenti norme CEN e ISO. Le miscele di biocarburanti e combustibili per uso marittimo rispettano le norme relative al tenore di zolfo di cui all'articolo 5, all'articolo 6, paragrafi 1, 2 e 5, e all'articolo 7 della presente direttiva.

<sup>(1)</sup> Decisione 2010/769/UE della Commissione, del 13 dicembre 2010, relativa alla definizione dei criteri per l'uso da parte delle navi da trasporto di gas naturale liquefatto di metodi tecnologici alternativi all'utilizzo di combustibili per uso marittimo a basso tenore di zolfo conformi all'articolo 4 *ter* della direttiva 1999/32/CE del Consiglio relativa alla riduzione del tenore di zolfo di alcuni combustibili liquidi, modificata dalla direttiva 2005/33/CE del Parlamento europeo e del Consiglio relativa al tenore di zolfo dei combustibili per uso marittimo (GU L 328 del 14.12.2010, pag. 15).

<sup>(2)</sup> Direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE (GU L 140 del 5.6.2009, pag. 16).

Tabella 7 - Criteri d'uso dei metodi di riduzione delle emissioni (Fonte: Direttiva UE 2016/802)

La Direttiva riporta inoltre le condizioni per l'approvazione dei metodi di riduzione delle emissioni e loro sperimentazione (artt. 9, 10).

Gli Stati membri (artt. 13 e 18) sono tenuti ad adottare misure per verificare mediante campionamento l'adempimento dei limiti relativi al tenore di zolfo ed a stabilire sanzioni applicabili alle violazioni delle disposizioni nazionali. Vengono previsti meccanismi di valutazione dell'attuazione della Direttiva e di riesame, oltre che il conferimento del potere alla Commissione Europea di adottare atti delegati anche al fine di adeguarsi al progresso tecnico e scientifico.

### 2.1.2 Sostegno dell'UE all'attuazione della direttiva sullo zolfo

L'Unione europea ha attivato meccanismi di sostegno finalizzati a sostenere gli Stati membri e l'industria navale nell'attuazione, nell'applicazione e nel rispetto della direttiva sullo zolfo.

Uno di questi è il **Forum europeo per il trasporto marittimo sostenibile** che con l'**ESSF**, sottogruppo di esperti sulle "emissioni atmosferiche provenienti dalle navi" fornisce supporto

tecnico per l'attuazione della direttiva sullo zolfo attraverso la cooperazione tra i servizi della Commissione, gli esperti nazionali e le parti interessate.

Inoltre, una vasta gamma di **strumenti finanziari** mira a sostenere l'industria marittima per quanto concerne l'adozione di combustibili alternativi ecocompatibili, in termini di ricerca e impiego.

Il programma **Horizon 2020** si concentra sull'avanzamento delle tecnologie attraverso progetti di ricerca e innovazione.

Il **Connecting Europe Facility (CEF)** finanzia lo sviluppo di infrastrutture ecocompatibili per il trasporto marittimo.

Per facilitare l'industria navale ad accedere al sostegno finanziario delle banche commerciali per lo sviluppo della tecnologia verde delle navi, è stato istituito il programma GSG (**Green Shipping Guarantee**) attraverso il CEF e il Fondo europeo per gli investimenti strategici (FEIS). Questo strumento è in realtà un follow-up del lavoro svolto nel contesto del Forum europeo della navigazione sostenibile e si concentra sul sostegno del debito senior e sulle garanzie di emissione. Il programma Green Shipping Guarantee ha 750 milioni di euro disponibili per investimenti marittimi sostenibili ed ecocompatibili che siano idonei alle priorità orizzontali del CEF e alla politica di prestito dei trasporti della Banca europea per gli investimenti (BEI), nonché che siano di notevole interesse per l'Europa, ovvero operino sotto una bandiera o proprietà europea e che coprano le rotte europee. Lo strumento fornisce fino al 50% dei finanziamenti per il rinnovo della flotta generale e fino al 100% dei finanziamenti per l'adeguamento delle navi con tecnologie sostenibili. Nel 2016 la BEI ha collaborato con la Société Générale per il primo progetto di finanziamento navale, ovvero la costruzione del primo traghetto alimentato a GNL di Brittany Ferries. Per finanziare la costruzione navale, la BEI e la Société Generale hanno firmato un accordo quadro di garanzia di 150 milioni di euro. La BEI ha anche firmato un rispettivo accordo quadro con ABN AMRO e ING per sostenere gli investimenti al fine di rendere la flotta navale europea ecocompatibile. Gli accordi quadro di garanzia consentono che i promotori di progetti ecocompatibili nel settore dei trasporti marittimi possano beneficiare di condizioni finanziarie favorevoli.

La Banca europea per gli investimenti gestisce anche lo strumento europeo per i **Fondi strutturali e di investimento europei (FSIE)**, oltre a fornire risorse finanziarie alle iniziative volte a sostenere l'economia a bassa emissione di carbonio, con l'obiettivo di creare posti di lavoro all'interno di un sistema economico europeo ambientalmente sostenibile e sano.

Il **Comitato degli Stati membri per l'attuazione della direttiva sullo zolfo** ha tra i suoi compiti la stesura di proposte all'IMO e la revisione delle raccomandazioni dei sottogruppi ESSF su "emissioni atmosferiche provenienti dalle navi". Il Comitato ha un ruolo chiave nel



garantire un'applicazione coerente ed economicamente efficace per quanto attiene all'applicazione della direttiva sullo zolfo.

### 2.1.3 Attuazione della direttiva sullo zolfo nell'UE

Ai sensi dell'articolo 14 della **Direttiva (UE) 2016/802**, ogni anno entro il 30 giugno, ciascun Stato membro deve presentare un report annuale sulla conformità della direttiva sullo zolfo alla Commissione, sulla base dei risultati del campionamento, delle analisi e delle ispezioni. La Commissione ha raccolto tutti i dati dagli Stati membri e ha presentato al Parlamento europeo il report sull'attuazione e sulla conformità della direttiva sullo zolfo nell'aprile 2018.

Per il periodo 01/01/15 - 31/12/17, sono state registrate su THETIS-EU 28.000 ispezioni di navi (una media di circa 700-900 al mese). Più della metà (circa 16.500) sono state effettuate nell'area del Mar Baltico e del Mare del Nord.

Sono stati segnalati 1.350 casi non conformi (come diari di bordo, procedure di sostituzione del combustibile, bolle di consegna del bunker errati/incompleti, oppure il superamento del limite massimo del tenore di zolfo basato sull'analisi dei campioni di carburante). L'80% dei casi è stato assegnato alle SECA, mentre i restanti erano per lo più legati all'uso di combustibili non conformi durante l'ormeggio. Come illustrato nella Figura 3, vi è un buon livello di conformità. Da un lato vi è un aumento significativo del numero totale di ispezioni, mentre dall'altro i casi di non conformità sembrano essere stabili (o diminuiti rispetto all'aumento delle ispezioni).

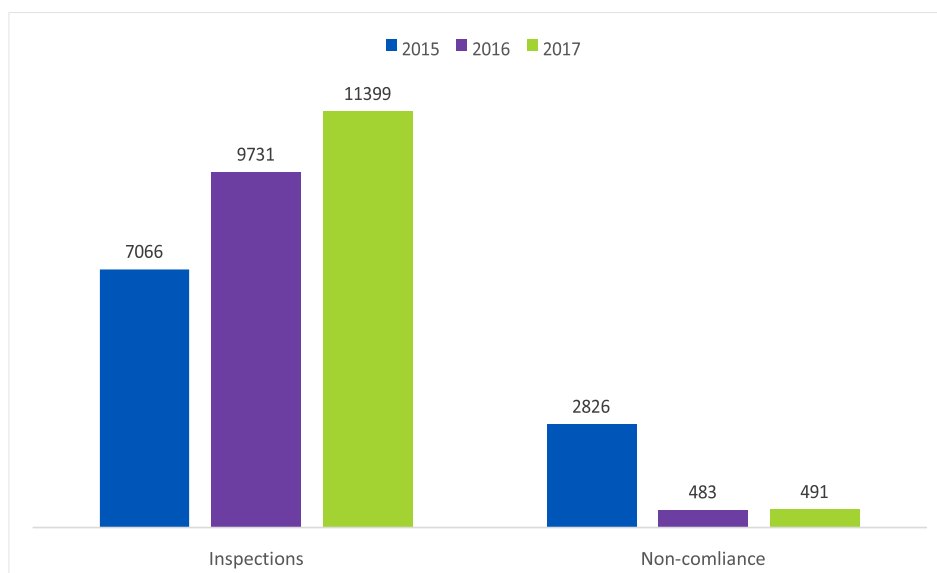


Figura 3 - Ispezioni vs non conformità nel 2015-2017

## 2.2 La strategia energetica dell'Unione Europea ed il GNL

Il GNL è un tema di notevole interesse per le politiche energetiche dell'Unione Europea fin dalla Comunicazione della Commissione del 24/01/2013 “Energia pulita per i trasporti: una strategia europea in materia di combustibili alternativi”.

La Comunicazione evidenzia come il sistema dei trasporti europeo sia largamente dipendente dai prodotti petroliferi e come il conseguimento degli obiettivi di sicurezza degli approvvigionamenti e di decarbonizzazione del settore renda fondamentale il ricorso ad una gamma completa di combustibili alternativi a basso tenore di CO<sub>2</sub>, in grado di rispondere alle diverse esigenze di ciascun modo di trasporto.

In tale contesto, che mira a mantenere la neutralità tra le varie opzioni tecnologiche disponibili per i combustibili alternativi, la Commissione Europea identifica il GNL come “un’alternativa efficiente, sotto il profilo dei costi, al gasolio nelle attività su vie navigabili (trasporti, servizi in mare e pesca), su gomma e su rotaia, in quanto ha bassi livelli di emissione di sostanze inquinanti e di CO<sub>2</sub> e una maggiore efficienza energetica”.

La Comunicazione in particolare lo riconosce come “un’opzione interessante” per le navi, al fine di rispettare i nuovi limiti di tenore di zolfo nei combustibili per uso marittimo e rileva come nell’UE i prezzi del GNL siano notevolmente inferiori a quelli dell’olio combustibile pesante e del gasolio marino a basso tenore di zolfo.

La mancanza di infrastrutture di rifornimento e di specifiche tecniche comuni concernenti il materiale di rifornimento e le norme di sicurezza per il rifornimento di combustibile viene identificata come un significativo ostacolo allo sviluppo del mercato.

Con la **Direttiva 2014/94/UE** l’Unione Europea affronta il tema della realizzazione dell’infrastruttura per i combustibili alternativi.

### 2.2.1 La Direttiva DAFI 2014/94/UE

La Direttiva definisce come “alternativi” i combustibili o le fonti di energia che sostituiscono almeno in parte i prodotti petroliferi nel settore dei trasporti:

- elettricità;
- idrogeno, biocarburanti;
- combustibili sintetici e paraffinici;
- gas naturale, compreso il biometano, in forma gassosa (gas naturale compresso — GNC) e liquefatta (gas naturale liquefatto — GNL);

- gas di petrolio liquefatto (GPL).

Viene stabilito un quadro comune di misure per la realizzazione di un'infrastruttura per tali combustibili ed in particolare:

- i requisiti minimi per la costruzione dell'infrastruttura per i combustibili alternativi, da attuarsi mediante i quadri strategici nazionali degli Stati membri;
- le specifiche tecniche comuni per i punti di ricarica per veicoli elettrici e i punti di rifornimento di gas naturale (GNL e GNC) e idrogeno;
- i requisiti concernenti le informazioni agli utenti.

Ciascuno Stato membro (art 3) è tenuto ad adottare un Quadro Strategico Nazionale (NPF) per lo sviluppo del mercato dei combustibili alternativi e delle loro infrastrutture, disciplina l'uso di specifiche tecniche comuni per le stazioni di ricarica e rifornimento e apre la strada alla creazione di informazioni adeguate sui carburanti alternativi per i consumatori, compresa una metodologia chiara e solida di confronto dei prezzi. In particolare l'NPF deve contenere:

- l'analisi dello stato attuale e degli sviluppi futuri del mercato;
- gli obiettivi nazionali (oggetto di aggiornamenti successivi) e le misure per la realizzazione e la promozione dell'infrastruttura per i combustibili alternativi;
- la designazione degli agglomerati urbani/suburbani, delle altre zone densamente popolate e delle reti che saranno dotati di punti di ricarica accessibili al pubblico e di punti di rifornimento per il GNC;
- la valutazione della necessità di installare punti di rifornimento per il GNL nei porti all'esterno della rete centrale della TEN-T e forniture di elettricità negli aeroporti per l'utilizzo da parte degli aerei in stazionamento.

Per quanto riguarda il GNL, come definito dalla Direttiva DAFI, la tabella di marcia che dovrà essere rispettata dagli NPF è la seguente:

- entro il 31 dicembre 2025, nei porti marittimi sia realizzato un numero adeguato di punti di rifornimento per il GNL per consentire la circolazione di navi adibite alla navigazione interna o navi adibite alla navigazione marittima alimentate a GNL nella rete centrale della TEN-T (Trans-European Transport Network),
- entro il 31 dicembre 2030, nei porti della navigazione interna sia realizzato un numero adeguato di punti di rifornimento per il GNL per consentire la circolazione di navi adibite alla navigazione interna o navi adibite alla

navigazione marittima alimentate a GNL nella rete centrale della TEN-T. Gli Stati membri cooperano se del caso con gli Stati membri confinanti per assicurare l'adeguata copertura della rete centrale della TEN-T,

- entro il 31 dicembre 2025, sia realizzato un numero adeguato di punti di rifornimento per il GNL accessibili al pubblico almeno lungo la rete centrale della TEN-T per assicurare la circolazione in tutta l'Unione dei veicoli pesanti alimentati a GNL.

Ogni Stato membro deve designare nel suo NPF i porti marittimi e interni che ospiteranno le operazioni di bunkeraggio del GNL. I punti di rifornimento per il GNL comprendono terminal di GNL, serbatoi, sistemi fissi o mobili, impianti offshore, navi cisterne e chiatte, che devono essere adeguatamente coordinati con la rete principale TEN-T. Per quanto riguarda l'infrastruttura GNL, la decisione deve basarsi sull'analisi costi-benefici, esaminando anche i vantaggi ambientali e le disposizioni di sicurezza applicabili. Deve inoltre essere assicurata un'adeguata rete di distribuzione tra le stazioni di stoccaggio e i punti di rifornimento, compresi gli impianti di carico per le autocisterne di GNL.

Infine, la direttiva mira a imporre il rispetto di standard adeguati contenenti specifiche tecniche dettagliate, compatibili con le normative internazionali per i punti di rifornimento del GNL per il trasporto marittimo e delle vie navigabili interne, che deve essere sviluppato.

Ciascuno Stato membro deve preparare un NPF per promuovere lo sviluppo del mercato dei combustibili alternativi nel settore dei trasporti. L'NPF deve includere una valutazione degli sviluppi attuali e futuri dei combustibili alternativi; proporre target e obiettivi nazionali per l'infrastruttura pertinente, che possano essere rivisti dai singoli Stati membri, sulla base della domanda nazionale, regionale o europea; individuare le misure necessarie per garantire il raggiungimento dei target e degli obiettivi nazionali; identificare le misure che possono promuovere la realizzazione dell'infrastruttura dei combustibili alternativi nei servizi di trasporto pubblico.

	COPERTURA	TEMPISTICA
GNL nei porti marittimi	Porti della rete principale TENT	Entro la fine del 2025
GNL nei porti interni	Porti della rete principale TENT	Entro la fine del 2030
GNL accessibili al pubblico	Lungo rete centrale TENT	Entro la fine del 2025

Tabella 8 - Schema della Direttiva DAFI per il GNL

L'attuazione della Direttiva è soggetta a meccanismi di monitoraggio:

TERMINI	MECCANISMO	PRINCIPALI CONTENUTI
18/11/2017	La Commissione Europea trasmette al Parlamento europeo e al Consiglio una relazione di valutazione dei quadri strategici nazionali	
31/12/2018	La Commissione può adottare un piano d'azione per l'attuazione della strategia illustrata nella comunicazione intitolata «Energia pulita per il trasporto, una strategia europea in materia di combustibili alternativi»	Il Piano d'Azione mira a pervenire al più ampio uso possibile di combustibili alternativi per i trasporti, garantendo al contempo la neutralità tecnologica, ed a promuovere una mobilità elettrica sostenibile in tutta l'Unione
18/11/2019 (cadenza triennale)	Gli Stati membri presentano alla Commissione una relazione sull'attuazione del quadro strategico nazionale	La relazione contiene la descrizione delle misure adottate per la creazione a sostegno della creazione dell'infrastruttura per i combustibili alternativi (misure legislative, regolamentari, amministrative, incentivi), il livello di conseguimento degli obiettivi nazionali e la descrizione dell'evoluzione della domanda e dell'offerta dell'infrastruttura, oltre alla stima dei veicoli alimentati da combustibili alternativi al 2020, 2025 e 2030
18/11/2020 (cadenza triennale)	La Commissione Europea trasmette al Parlamento europeo e al Consiglio una relazione sull'applicazione della Direttiva	La relazione contiene una valutazione degli interventi attuati dagli Stati membri, degli effetti della Direttiva sullo sviluppo del mercato e del suo impatto sull'economia e l'ambiente, informazioni sul progresso tecnico e lo sviluppo del mercato. La relazione verifica anche i requisiti e le

TERMINI	MECCANISMO	PRINCIPALI CONTENUTI
		date in relazione alla realizzazione dell'infrastruttura e può essere corredata da una proposta legislativa.
31/12/2020	La Commissione riesamina l'attuazione della Direttiva e, se del caso, presenta una proposta intesa a modificarla mediante nuove specifiche tecniche comuni	

Tabella 9 - Meccanismi di monitoraggio della Direttiva 2014/94/UE

In data 8/11/2017 la Commissione Europea pubblica la Comunicazione “Verso l'uso più ampio possibile di combustibili alternativi: un piano d'azione sulle infrastrutture per i combustibili alternativi a norma dell'articolo 10, paragrafo 6, della direttiva 2014/94/UE, compresa la valutazione di quadri strategici a norma dell'articolo 10, paragrafo 2, della direttiva 2014/94/UE”.

La parte introduttiva della Comunicazione delinea il quadro generale di attuazione del processo di decarbonizzazione del settore dei trasporti<sup>8</sup>, evidenziando come il numero di veicoli stradali alimentati da combustibili alternativi sia ancora troppo basso a causa di barriere di mercato e come sia necessario definire un quadro strategico comune.

Occorre che l'Unione Europea agisca in due settori:

- la realizzazione di un'infrastruttura portante per la rete centrale (TEN-T, rete transeuropea dei trasporti) al più tardi entro il 2025;
- lo sviluppo dell'infrastruttura nelle aree urbane e suburbane.

L'analisi dei Quadri Strategici Nazionali (QSN) evidenzia differenze notevoli tra i vari Stati membri in termini di completezza, coerenza e livello di ambizione ed emerge che, in mancanza di ulteriori interventi, permarranno per l'UE alcune carenze infrastrutturali, in

<sup>8</sup> si veda anche la Direttiva 2009/33/EC relativa alla promozione di veicoli puliti e a basso consumo energetico nel trasporto su strada

particolare per quanto riguarda i veicoli elettrici leggeri e pesanti, i punti di rifornimento per i veicoli pesanti e le navi alimentati a GNL e l'idrogeno.

Occorre una collaborazione transfrontaliera e intersettoriale fra tutte le parti interessate (pubbliche e private), le infrastrutture per i combustibili alternativi e i loro servizi devono essere aperti, trasparenti e interoperabili e gli utenti devono essere in grado di utilizzare l'intera rete dei trasporti in modo rapido e facile.

La Commissione intende sostenere tale processo mediante una serie di interventi e propone con la presente Comunicazione alcune azioni per pervenire ad un uso più ampio possibile dei combustibili alternativi:

PROPOSTA		AZIONI
1	Stimolare il completamento e l'attuazione dei QSN	<ul style="list-style-type: none"> <li>• trasmissione/rafforzamento dei QSN</li> <li>• priorità dei QSN per l'assegnazione di finanziamenti UE</li> <li>• dialogo pubblico-privato per l'adeguamento dei QSN</li> </ul>
2	Sostenere gli investimenti	<ul style="list-style-type: none"> <li>• sfruttamento dell'approccio alla TEN-T per costruire al più tardi entro il 2025 la spina dorsale dell'infrastruttura di ricarica e di rifornimento a livello UE</li> <li>• aumento della portata e dell'impatto dei finanziamenti</li> <li>• miglior sfruttamento del sostegno finanziario UE</li> <li>• sviluppo delle capacità di autorità pubbliche, aziende ed istituzioni di finanziamento</li> </ul>
3	Favorire interventi nelle aree urbane	<ul style="list-style-type: none"> <li>• adattamento dei piani di mobilità urbana sostenibile (PUMS)</li> <li>• esame ed adeguamento del finanziamento per i combustibili alternativi nei nodi urbani, comprese le soluzioni per il parco veicoli</li> </ul>
4	Aumentare l'adesione dei consumatori	<ul style="list-style-type: none"> <li>• procedure di identificazione univoca degli attori coinvolti nell'elettromobilità (designazione autorità competente per la registrazione di codici identificativi)</li> <li>• consultazione pubblica sull'elettromobilità e monitoraggio degli sviluppi di mercato</li> <li>• atto di esecuzione relativo al confronto tra i prezzi dei combustibili</li> </ul>



PROPOSTA		AZIONI
5	Integrare i veicoli elettrici nel sistema elettrico	<ul style="list-style-type: none"> <li>• pieno recepimento da parte degli Stati membri della Direttiva 2012/27/UE per rendere possibile la gestione della domanda</li> <li>• promozione diffusione punti di ricarica e pre-cablaggio delle aree per il parcheggio</li> <li>• introduzione tecnologie ricarica intelligente e applicazione relative norme tecniche</li> <li>• considerazione dell'elettromobilità nella programmazione di Orizzonte 2020 e nel processo del piano strategico per le tecnologie energetiche (SET Plan)</li> <li>• raccomandazioni dal Forum per i trasporti sostenibili sull'integrazione tra stazioni di ricarica e rete elettrica</li> </ul>

Tabella 10 - Proposta di azioni, COM(2017) 652 final

Nel quadro dell'attuazione della Direttiva DAFI, con particolare enfasi sul GNL come opzione di combustibile marino, nel gennaio 2018 l'Agenzia europea per la sicurezza marittima (EMSA) ha pubblicato la "Guida al bunkeraggio del GNL per autorità e amministrazioni portuali", al fine di armonizzare i requisiti in tutti i porti europei, nel rispetto delle operazioni di bunkeraggio sicure e sostenibili con navi alimentate a GNL.

Le linee guida EMSA sono un documento molto articolato che fornisce indicazioni puntuali in materia di sicurezza delle operazioni di rifornimento.

### 2.2.2 Le linee guida EMSA

L'Agenzia Europea per la Sicurezza Marittima (EMSA) ha recentemente pubblicato una Guida a supporto delle Autorità ed Amministrazioni Portuali (PAA) nell'ambito dell'utilizzo del GNL come combustibile marittimo. La Guida, pubblicata nella sua versione finale e consolidata a febbraio 2018, è stata elaborata in collaborazione con la Direzione Generale Mobilità e Trasporti (DG MOVE) della Commissione europea, degli Stati membri e dell'Industria nel contesto del Forum Europeo sulla Navigazione Sostenibile (ESSF).

L'esigenza condivisa dai vari attori coinvolti è stata quella di definire una Guida comune e armonizzata a livello Europeo, specificamente rivolta alle Autorità Portuali relativamente ai

processi di gestione, pianificazione e autorizzazione delle operazioni di bunkeraggio del GNL.

L'Agenzia, nell'elaborazione del lavoro, ha evidenziato come il processo di adozione del GNL come combustibile alternativo per la navigazione marittima prenda piede sempre più velocemente e coinvolga un sempre più ampio spettro di soggetti, quali operatori del trasporto e della logistica, armatori, cantieri navali, società di classifica e le diverse autorità nazionali competenti.

Lo schema procedurale presentato nelle linee guida si avvicina alle operazioni di bunkeraggio del GNL da una prospettiva olistica e include una revisione delle seguenti aree:

- caratteristiche generali del GNL come combustibile e sua posizione nella catena di distribuzione;
- aspetti ambientali come la mitigazione del rilascio di metano, le stazioni di GNL su piccola scala, i camion e i gasdotti;
- quadro normativo circa l'esposizione delle direttive relative al GNL come Seveso III, Direttiva VIA (Valutazione di impatto ambientale) e altre normative portuali;
- i ruoli e le responsabilità dei porti nella procedura di bunkeraggio;
- procedura di autorizzazione;
- gestione dei rischi e della sicurezza;
- aree di controllo;
- operazioni simultanee;
- emergenza, prontezza e risposta;
- attribuzione della qualifica e formazione.

La definizione della Guida è avvenuta attraverso un processo integrato di consultazione con tutte le parti interessate (autorità portuali, le amministrazioni marittime, i terminalisti, i fornitori di gas, i rappresentanti dei governi, il sottogruppo di esperti del GNL del Forum europeo sulla navigazione sostenibile ESSF) ed ha incluso anche un sondaggio online che ha consentito a tutti i soggetti interessati di contribuire direttamente.

La struttura della Guida segue la sequenza naturale del processo di bunkeraggio del GNL e copre le seguenti otto principali aree tematiche:

- **Regolamenti** (Standards, Linee Guida, Best Practices, ecc.);

- **Operazioni** (Zone di Controllo, Distanze, Chek-lists, ecc.);
- **Permessi** (Pianificazione spaziale, approvazione delle posizioni, ecc.);
- **Rischi e Sicurezza** (Valutazione del rischio, criteri di accettazione del rischio, ecc.);
- **Emergenza** (Piani di risposta, Best practices, ecc.);
- **Gestione della Qualità** (Segnalazione degli incidenti, Regolamento dei Porti, ecc.);
- **Certificazione** (Accreditamento, qualificazione, ecc.);
- **Formazione** (Competenze, qualifiche, certificazione ecc.).

La Guida EMSA ha come obiettivo quello di supportare le Autorità e le Amministrazioni Portuali attraverso:

- l'identificazione degli elementi chiave tesi allo sviluppo di una procedura armonizzata per la valutazione, il controllo e supervisione delle operazioni di bunkeraggio del GNL;
- la definizione di un insieme unificato di principi cardine relativi all'autorizzazione e all'approvazione delle procedure di bunkeraggio di GNL in ambito portuale, ivi comprese le valutazioni e analisi del rischio;
- l'attuazione di procedure di bunkeraggio armonizzate nei porti europei per rendere omogeneo un sistema che attualmente prevede regolamentazioni e normative differenti di porto in porto;
- la definizione e attribuzione delle responsabilità dei diversi soggetti coinvolti;
- la definizione di una procedura per consentire la valutazione, il controllo e l'autorizzazione di operazioni simultanee al bunkeraggio di GNL;
- la proposta di un approccio armonizzato per la definizione e l'approvazione delle zone di controllo in diversi scenari di bunkeraggio.

La Guida EMSA si applica per natura alle Autorità e Amministrazioni Portuali (PAA) quando coinvolte in operazioni di bunkeraggio GNL all'interno delle aree di giurisdizione portuale, sia durante le fasi di pianificazione, che di implementazione e sviluppo. La Guida EMSA è da intendersi come applicabile in modo complementare agli esistenti strumenti (Standard, Linee Guida, best practice) di settore. La Guida EMSA è applicabile alle operazioni di bunkeraggio di GNL nei porti europei e ovunque viga la legislazione europea.

La Guida trova applicazione per le diverse tipologie di bunkeraggio, per i diversi tipi di nave e per le varie possibili localizzazioni (in porto, in mare aperto, in banchina).

L'immagine sottostante descrive in maniera sintetica il perimetro di applicabilità delle Linee Guida EMSA.

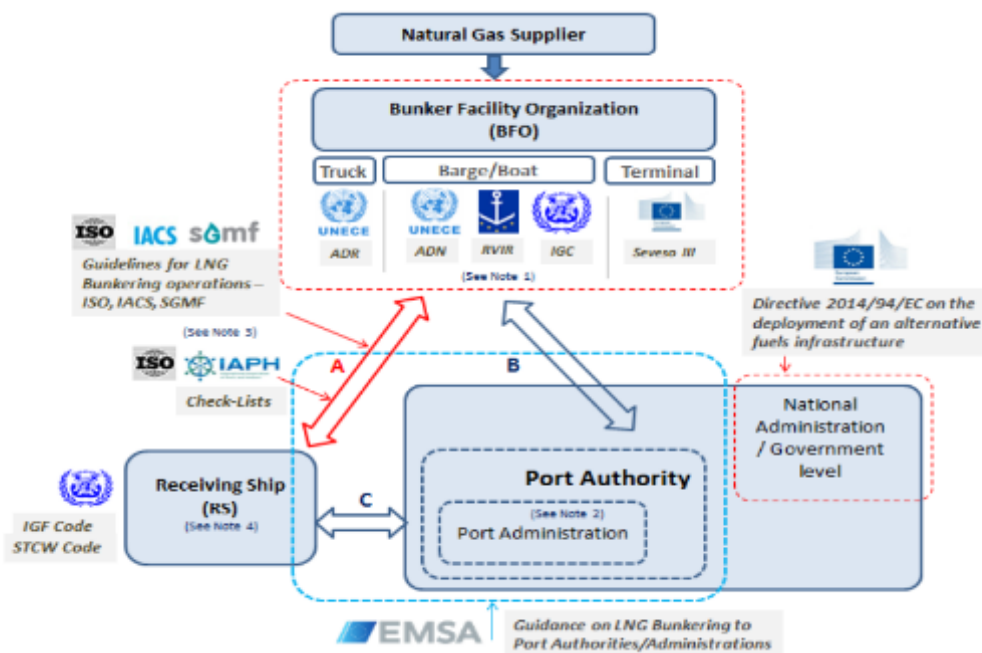


Figura 4 - Il perimetro di applicabilità delle Linee Guida EMSA

### 2.2.2.1 Il Quadro Normativo

La Guida EMSA analizza il quadro normativo applicabile al bunkeraggio di GNL, identificando 4 principali livelli di carattere globale/internazionale, cui si affianca un quinto livello di carattere locale/regionale. I principali riferimenti normativi e di buona pratica per ogni livello sono sintetizzati nella Tabella 11.






In particolare, le Amministrazioni Portuali dovrebbero considerare le diverse linee guida per il bunkeraggio del GNL come documenti di riferimento in cui si riflettono le best practice frutto dell'esperienza e del coinvolgimento dei numerosi stakeholder del settore.






Le PAA dovrebbero tuttavia tenere in considerazione il fatto che tali documenti non hanno carattere di obbligatorietà, e dovrebbero, nel contesto del quadro giuridico di competenza, essere presi a riferimento ed incorporati nella regolamentazione di carattere locale/portuale in qualità di utili contributi ai fini dell'armonizzazione e della condivisione delle responsabilità in materia di sicurezza. Le disposizioni stabilite dai regolamenti portuali dovrebbero essere conformi alle indicazioni di carattere tecnico indicate dalle Linee guida, facendo riferimento, in primo luogo, agli standard internazionali e, in secondo luogo, alle guide del settore.

Livello Superiore	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Codice IGF/ SOLAS/ STCW</li> <li>• MARPOL - MARPOL ALLEGATO VI</li> <li>• Direttiva Europea sullo zolfo</li> <li>• Direttiva sulla realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi</li> </ul>	Per la definizione dei principali driver necessari per l'adozione del GNL sono rilevanti gli strumenti di livello superiore legati in particolar modo ad aspetti ambientali vincolanti sia a livello globale sia a livello locale.
Standard	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Specifiche tecniche ISO e standard internazionali</li> <li>• Standard EN</li> <li>• Standardizzazione delle apparecchiature</li> </ul>	Gli standard tecnici sono rilevanti per le operazioni di bunkeraggio di GNL, per le attrezzature, incluso lo stoccaggio GNL di piccole dimensioni. Essi sono vincolanti nel momento in cui risultano applicativi di normativa cogente.
Regole della bandiera	<ul style="list-style-type: none"> <li>• IACS UR / Rec</li> <li>• Regole della bandiera per la costruzione</li> <li>• Note di orientamento</li> <li>• Linee Guida</li> </ul>	Le regole di bandiera sono strumenti rilevanti per le Società di classificazione in quanto consentono di garantire sicurezza, qualità e conformità nell'applicazione dei Regolamenti internazionali
Guide settoriali	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Linee guida SGMF</li> <li>• Orientamenti industriali/settoriale</li> <li>• Note di orientamento</li> <li>• "check-list" sul bunkeraggio GNL</li> </ul>	I riferimenti di settore costituiscono una documentazione fondamentale nella definizione di <i>best practice</i> per il bunkeraggio di GNL, per l'individuazione delle attrezzature, per le operazioni inerenti la sicurezza. Non hanno carattere di obbligatorietà ma rappresentano una sorta di "pacchetto di <i>best-practice</i> " importante per gli Operatori.
Regolamenti locali portuali		<p>I porti possono impostare le loro regole in autonomia, affrontando aspetti operativi specifici a seconda del contesto di riferimento.</p> <p>I regolamenti dei porti spesso riflettono la natura dei principi cardine sui cui si basa il processo di gestione di ogni rispettiva Autorità di Sistema Portuale. Si tratta di regolamenti locali e, come tali, limitati nella loro applicabilità a livello territoriale, salva la conformità alla normativa di rango superiore.</p>

Tabella 11 - Il quadro normativo applicabile al bunkeraggio di GNL

La tabella di seguito riportata fornisce una sintesi del **quadro informativo degli strumenti normativi applicabili, degli standard e delle linee guida** in materia di bunkeraggio di GNL. Tale schema può essere preso come riferimento dalle Amministrazioni portuali quando si trovino a dover decidere rapidamente sull'ambito di applicazione delle diverse casistiche e tipologie di configurazione di un'operazione di bunkeraggio di GNL.

	 Autocisterna GNL	 Chiatta-Nave di rifornimento	 Stoccaggio GNL di piccola taglia	 Interfaccia di bunkeraggio	 Lato Nave
Codice IGF					V
Codice IGC		V			
STCW Codice		V			V
Direttiva 2014/94	V	V	V	V	
Regolamento UE Porti 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

	 Autocisterna GNL	 Chiatta-Nave di rifornimento	 Stoccaggio GNL di piccola taglia	 Interfaccia di bunkeraggio	 Lato Nave
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








	 Autocisterna GNL	 Chiatta-Nave di rifornimento	 Stoccaggio GNL di piccola taglia	 Interfaccia di bunkeraggio	 Lato Nave
IEC 60079-10-1:2015	V	V	V	V	V
IACS Rec.142				V	
Linee Guida SGMF				V	
IAPH Check-lists				V	
DNVGL-RP-G105				V	

Tabella 12 - Quadro informativo degli strumenti normativi applicabili, degli standard e delle linee guida in materia di bunkeraggio di GNL

### 2.2.2.2 Raccomandazioni e buone pratiche dalla Guida EMSA

- Le Autorità e Amministrazioni Portuali dovrebbero creare le condizioni per facilitare da un punto di vista amministrativo lo sviluppo di progetti di bunkeraggio di GNL in ambito portuale. Dovrebbero consentire agli Operatori di essere a conoscenza dei requisiti minimi e degli standard qualitativi da rispettare per lo svolgimento di tali operazioni.
- Un elemento che deve essere considerato da parte degli operatori che forniscono servizi di bunkeraggio GNL e delle PAA è quello di ridurre il più possibile interferenze con “terze parti” che rappresentano statisticamente una delle maggiori cause di incidentalità.
- In caso si verifichi un incidente è necessario implementare un Sistema informativo integrato che comprenda informazioni sulla posizione geografica degli impianti e delle operazioni di bunkeraggio GNL, sulle necessarie norme comportamentali e sulle misure di sicurezza che vanno condivise col pubblico e gli operatori.

- Le PAA hanno il compito generale di garantire una buona governance dei processi legati allo svolgimento in sicurezza delle operazioni di GNL e devono tenere conto delle esigenze e delle raccomandazioni degli stakeholder.
- In aggiunta alle specifiche e dettagliate analisi relative alla possibile localizzazione di impianti e operazioni di bunkeraggio di GNL, al fine di minimizzare il rischio derivante da una possibile collisione durante la fase di bunkeraggio, queste dovrebbero idealmente essere ubicati non in prossimità di specchi acquei ad alta intensità di traffico navale o in situazioni nautiche complicate, ad esempio in prossimità di bacini dedicati alla manovra delle navi in transito.
- I requisiti e le valutazioni in merito allo svolgimento delle operazioni di bunkeraggio di GNL dovrebbero basarsi su analisi del rischio effettuate in anticipo e condivisa nell'ambito della fase iniziale di coinvolgimento delle parti interessate (stakeholder).

La tabella seguente sintetizza le principali (9) caratteristiche che devono essere rispettate per garantire una buona governance nella gestione delle operazioni di bunkeraggio di GNL in ambito portuale.

	Principio	BUONA GOVERNANCE PER LO SVILUPPO DEL BUNKERAGGIO DI GNL NEI PORTI
1	Adeguatezza normativa	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Il quadro normativo internazionale è costituito da:               <ul style="list-style-type: none"> <li>- codice IGF</li> <li>- codice IGC</li> <li>- regolamenti e direttive UE</li> </ul> </li> <li>• particolare attenzione deve essere prestata alle direttive UE come recepite dall'ordinamento di ciascuno Stato Membro;</li> <li>• è necessario sviluppare adeguati regolamenti portuali/statuti, comprensivi del bunkeraggio di GNL;</li> <li>• è necessario garantire un livello adeguato di informazione a tutte le parti interessate relativamente al quadro normativo applicabile al bunkeraggio GNL;</li> <li>• è necessario assicurare che tutte le autorità competenti per il bunkeraggio di GNL siano coinvolte.</li> </ul>
2	Chiarezza	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Il quadro per l'applicazione della legge dovrebbe essere chiaro e comprensibile a tutti gli <i>stakeholder</i> di settore, in particolare agli operatori;</li> </ul>

		<ul style="list-style-type: none"> <li>l'ambito e l'applicabilità dei regolamenti dovrebbe essere chiaro, in particolare per le previsioni relative alle diverse modalità connesse al bunkeraggio del GNL.</li> </ul>
3	Trasparenza	<ul style="list-style-type: none"> <li>È fondamentale che l'accesso all'insieme delle regole e la descrizione dei requisiti necessari per le operazioni di bunkeraggio sia facile e l'applicazione non presenti difficoltà interpretative;</li> <li>l'accesso alle informazioni via Web dovrebbe essere privilegiato rispetto ad altri mezzi di comunicazione.</li> </ul>
4	Reattività	<ul style="list-style-type: none"> <li>La capacità di rispondere ai bisogni degli operatori, in un lasso di tempo adeguato, è fondamentale per aumentare e/o consolidare la fiducia nei processi e nelle competenze del porto;</li> <li>il bunkeraggio di GNL (come per altre operazioni di bunkeraggio di combustibili petroliferi) è un'attività strettamente dipendente dal rispetto di adeguate tempistiche: il GNL deve essere consegnato alle navi nel rispetto dei tempi concordati;</li> <li>il Permesso/Autorizzazione costituisce un altro aspetto per cui il rispetto delle tempistiche diventa di cruciale importanza.</li> </ul>
5	Orientamento al consenso	<ul style="list-style-type: none"> <li>Raggiungere il consenso e l'intesa comune nel bunkeraggio di GNL è essenziale per il successo dei progetti, la loro implementazione e la corretta esecuzione delle operazioni;</li> <li>il riscontro del consenso dovrebbe essere adeguato alla complessità della soluzione di bunkeraggio di GNL e all'impatto di tale progetto su altri operatori all'interno dell'area del Terminale o del Porto;</li> <li>anche il consenso pubblico è fondamentale e non dovrebbe essere limitato alle consultazioni pubbliche richieste dalla normativa applicabile;</li> <li>sarebbe opportuno prevedere una piattaforma permanente per il dialogo con tutte le parti interessate.</li> </ul>
6	Equità ed inclusione	<ul style="list-style-type: none"> <li>Dovrebbero essere garantite pari opportunità per gli operatori che desiderano avviare progetti di bunkeraggio di GNL, nel particolare contesto del porto, con la debita considerazione delle limitazioni operative e spaziali;</li> <li>nell'accesso alle informazioni dovrebbero essere esercitate, in via prioritaria, equità ed inclusione;</li> <li>tutti gli operatori dovrebbero ricevere le stesse informazioni, avere le medesime opportunità per dimostrare i progetti di massima e i progetti di fattibilità di un determinato sviluppo di bunkeraggio di GNL.</li> </ul>
7	Efficacia ed efficienza	<ul style="list-style-type: none"> <li>I processi dovrebbero essere mappati. Dovrebbero essere definiti i criteri e gli indicatori chiave di prestazione al fine di effettuare una adeguata misurazione dell'efficacia e dell'efficienza;</li> </ul>

		<ul style="list-style-type: none"> <li>tutto il ciclo di vita di un progetto di bunkeraggio di GNL dovrebbe essere sottoposto a misure adeguate di efficacia ed efficienza (per quanto riguarda l'azione del PAA):             <ul style="list-style-type: none"> <li>- Concept del Progetto</li> <li>- Permesso</li> <li>- Implementazione</li> <li>- In –service</li> <li>- Sondaggio</li> <li>- Modifiche</li> <li>- Cessazione temporanea</li> <li>- Decommissionamento</li> </ul> </li> </ul>
8	Responsabilità	<ul style="list-style-type: none"> <li>Le PAA sono responsabili per gli operatori nella misura prevista dalla legislazione applicabile;</li> <li>ai fini della buona governance, all'interno di un sistema di gestione per la qualità, dovrebbero essere individuati canali adeguati per proporre eventuali reclami, ricorsi e suggerimenti;</li> <li>dovrebbe essere assicurata un'indagine indipendente sugli incidenti.</li> </ul>
9	Partecipazione	<ul style="list-style-type: none"> <li>Nell'interesse di un ambiente operativo portuale sano, a tutte le parti interessate dovrebbe essere data l'opportunità di partecipare, commentare ed interagire.</li> </ul>

Tabella 13 - Caratteristiche per una buona governance per il bunkeraggio di GNL in ambito portuale

### 2.2.2.3 Profili di rischio e sicurezza

Le Linee Guida EMSA analizzano e passano in rassegna tutti gli aspetti rilevanti per assistere le autorità e le amministrazioni portuali nel contesto degli aspetti di rischio e sicurezza del GNL, non solo dal punto di vista della valutazione del rischio, ma anche dalla comprensione degli aspetti di sicurezza del GNL. In particolare, la Guida analizza i seguenti elementi:

- principi di rischio e sicurezza del GNL;
- valutazione del rischio nella pianificazione dell'uso del suolo;
- valutazione del rischio nelle operazioni di bunkeraggio di GNL;

- criteri di rischio - quadro e soglie;
- valutazioni di fattibilità per il bunkeraggio di GNL in porto basata sui fattori di rischio;
- buone pratiche per la valutazione del rischio per i porti.

Nella presente sezione vengono riassunte le principali indicazioni fornite da EMSA in materia di sicurezza delle operazioni di rifornimento di GNL in ambito portuale, con particolare riferimento alle raccomandazioni ed alle buone pratiche suggerite alle amministrazioni competenti nell'ottica dell'armonizzazione e dell'uniformità di applicazione delle diverse possibili analisi di rischio e delle relative misure di sicurezza.

A livello europeo sono stati adottati dai Paesi Membri diversi approcci e criteri normativi di valutazione e accettazione del rischio in riferimento alle infrastrutture di GNL di piccola taglia (vale a dire soprattutto gli impianti che rientrano nella direttiva Seveso). Diverse tecniche, metodologie, linee guida e strumenti sono stati identificati e utilizzati per lo sviluppo di analisi generali sulla valutazione dei rischi legati all'utilizzo di sostanze pericolose, ivi compreso l'utilizzo del GNL. Questi strumenti sono comunemente usati all'interno del processo di pianificazione di utilizzo del suolo pubblico (*Land-Use Planning - LUP*) per determinare le distanze di sicurezza tra i principali impianti industriali (o le attività) e le aree e attività circostanti (ad esempio in riferimento a elementi maggiormente vulnerabili, come aree residenziali ecc.).

Gli approcci metodologici esistenti per la LUP nei paesi europei sono stati riassunti e descritti in letteratura. In generale, le metodologie possono essere suddivise nelle seguenti quattro categorie:

1. *Approccio basato sulla valutazione delle conseguenze degli incidenti* (concreti e credibili), senza quantificare esplicitamente la relativa probabilità incidentale. Le conseguenze degli incidenti sono per lo più valutate calcolando la distanza in cui si raggiungono gli impatti fisici e/o sulla salute umana, per un dato periodo di esposizione e per un valore soglia (ad esempio individuato in un effetto irreversibile sulla salute, danno o decesso). La zona di sicurezza esterna viene quindi definita in ragione delle restrizioni previste dal processo di pianificazione di utilizzo del suolo pubblico (LUP). La Guida EMSA indica come tale metodo sia generalmente utilizzato in Lussemburgo e in Austria.
2. *Approccio deterministico con giudizio implicito del rischio*. Rappresenta una forma semplificata dell'approccio basato sulla valutazione delle conseguenze, caratterizzato dall'adozione di distanze di separazione "generiche" e standard. Queste distanze sono generalmente derivate da scenari selezionati e sviluppati su una base conservativa. Nella loro forma più semplice, derivano dal giudizio di esperti,

dalla valutazione dei dati storici o dall'esperienza derivante da operazioni di impianti simili. Tale approccio è per esempio utilizzato in Germania.

3. *Approcci basati sulla valutazione del rischio* (o "probabilistici"). Tale approccio definisce il rischio come una combinazione delle conseguenze derivanti da una serie di possibili incidenti e dalla relativa probabilità incidentale. I risultati sono rappresentati come rischio individuale e/o rischio sociale. I criteri di LUP si basano su specifici criteri di accettabilità rispetto al livello di rischio calcolato. In generale, l'approccio è simile alla metodologia "QRA" descritta nel prossimo paragrafo. Questo approccio è seguito ad esempio da Regno Unito, Belgio (Fiandre) e Paesi Bassi.
4. *Approcci ibridi*. Gli approcci ibridi (o semi-quantitativi) combinano l'approccio basato sulla valutazione del rischio con quello basato sulla valutazione delle conseguenze. Tale approccio è stato sviluppato e ampiamente utilizzato in Francia ed in Italia. Secondo tale metodologia, uno degli elementi (di solito la frequenza) viene valutato in modo più qualitativo, ossia utilizzando classi di valori piuttosto che valori continui (l'utilizzo di una matrice di rischio ne è un tipico esempio). Ad esempio, un approccio ibrido può combinare l'approccio basato sulla valutazione delle conseguenze per la determinazione delle zone che corrispondono alle soglie di danno ed un approccio basato sulla valutazione del rischio per la determinazione degli scenari degli incidenti considerati, ovvero può tenere conto delle frequenze come fattore di mitigazione per le zone danneggiate, identificate utilizzando un approccio basato sulla valutazione delle conseguenze degli incidenti.

Per quanto riguarda specificamente **la valutazione del rischio per le operazioni legate all'utilizzo del GNL**, la Linea Guida EMSA prende a riferimento le linee guida internazionali recentemente pubblicate dagli organismi internazionali, ed in particolare:

- ISO/TS 18683: 2015. Linee guida e specifica tecnica per sistemi e impianti per la fornitura di GNL come combustibile alle navi.
- ISO / DIS 20519: 2016. Specifiche per il bunkeraggio di navi alimentate a gas.
- Raccomandazioni IACS n. 142, Linee guida per il bunkeraggio GNL, 2016.
- Society for Gas as a Marine Fuel (SGMF) (2017) - Gas come combustibile marino, linee guida sulla sicurezza e sul bunkeraggio
- DNVGL-RP-G105 Edizione ottobre 2015 – Pratica raccomandata per lo sviluppo e la gestione di impianti di bunkeraggio di gas naturale liquefatto.

Tutte le sopracitate linee guida devono essere prese in considerazione complementariamente alle Linee Guida EMSA nei processi di valutazione e autorizzazione relativi alle operazioni di bunkering GNL nei contesti nazionali e territoriali di riferimento.

A seguire vengono riportati i principali riferimenti ed elementi strettamente pertinenti alla valutazione del rischio relativo a operazioni di bunkeraggio di GNL, evidenziando le disposizioni delle **ISO/TS 18683** e **ISO 20519**.

In particolare, quando è necessario elaborare una valutazione del rischio relativa alle operazioni di bunkeraggio GNL, tale valutazione dovrebbe essere intrapresa **in conformità con la ISO/TS 18683**. Questa norma tecnica è specifica per fornitura di GNL come combustibile alle navi e si riferisce a standard riconosciuti che forniscono una guida dettagliata sull'uso e sull'applicazione delle relative valutazioni del rischio.

La norma ISO/TS 18683 indica già un punto importante che anticipa una delle raccomandazioni di buone pratiche più importanti in termini di valutazione del rischio: l'analisi del rischio deve essere effettuata con un "team" che assicuri una valutazione obiettiva e indipendente.

La norma ISO /TS 18683 indica inoltre che, come minimo, una valutazione qualitativa del rischio debba essere eseguita per impianti di bunkeraggio conformi agli scenari individuati (camion-nave, terminal-nave, nave-nave, ovvero TTS, PTS, STS). Per gli impianti di bunkeraggio che si discostano dagli scenari standard individuati o che non soddisfano tutti i requisiti, la valutazione qualitativa del rischio deve essere completata da una valutazione dettagliata degli scostamenti concordati con il regolatore. Normalmente, ciò include una valutazione quantitativa completa del rischio per dimostrare che i criteri generali di accettabilità sono soddisfatti e che le salvaguardie implementate compensano il mancato rispetto dei requisiti.

Di seguito viene riportato lo schema che rappresenta il processo standard di valutazione del rischio così come raccomandato dalla Linea Guida EMSA, ripreso dalle indicazioni contenute nella ISO/TS 18683.



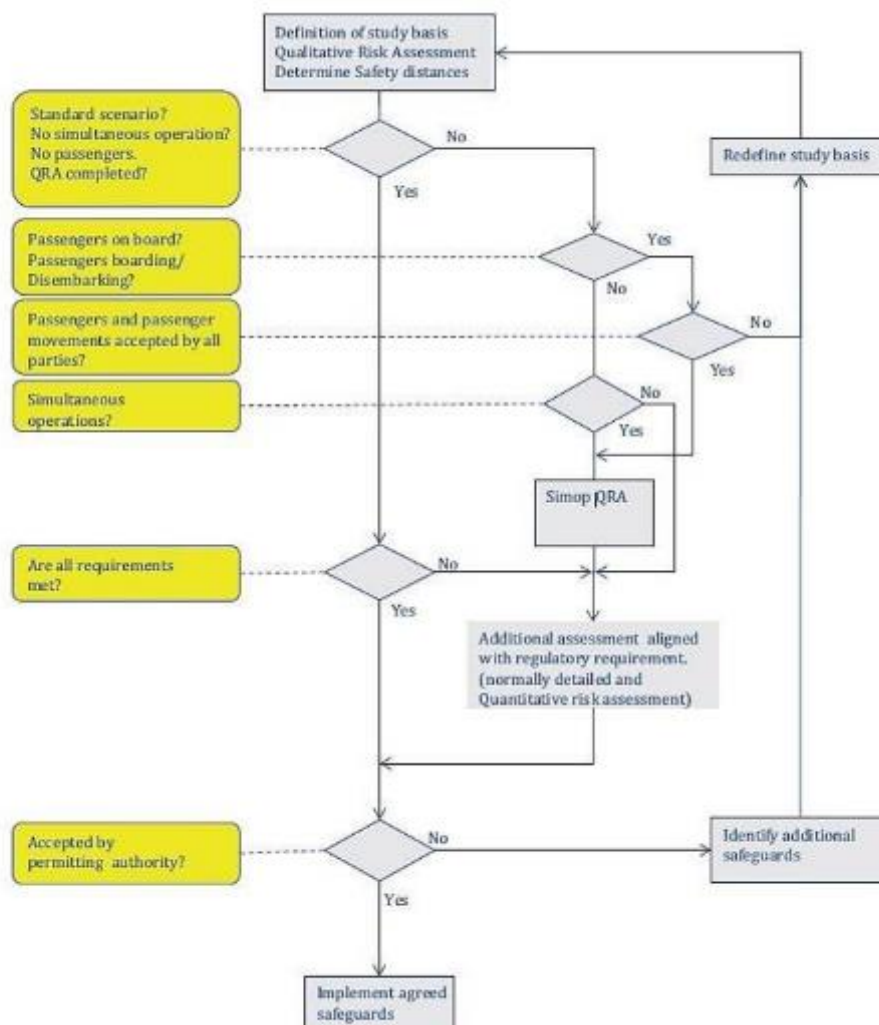


Figura 5 - Il processo di valutazione del rischio

Per quanto riguarda la **valutazione del rischio di tipo qualitativo** (HAZID), le Linee Guida EMSA riprendono la matrice identificata dalla ISO/TS 18683 che ha lo scopo di identificare i pericoli e valutarne i rischi, identificando le misure di riduzione del rischio per tutti i casi che rappresentano rischi medi o elevati. Tale approccio determina inoltre gli scenari di rilascio credibili massimi come base per la determinazione delle zone di sicurezza (che potranno essere poi successivamente aggiustate e modificate sulla base delle eventuali analisi quantitative QRA).

La **MATRICE DEL RISCHIO** è uno strumento efficace per la valutazione e lo screening del rischio qualitativo. Può essere utilizzato per identificare i pericoli che saranno ulteriormente esaminati nella successiva analisi quantitativa. In particolare, la matrice del rischio consente di riportare nella matrice i risultati dell'analisi dettagliata in termini di frequenza e conseguenze. Ciò consente di tracciare e ottimizzare l'efficienza delle misure di riduzione del rischio, qualificare le ipotesi iniziali e confermare la valutazione dello scenario iniziale.

La ISO / TS 18683 definisce una matrice di rischio, con categorie di classificazione del rischio che possono essere utilizzate nelle more dell'applicabilità di uno specifico quadro nazionale.

In riferimento alle **valutazioni di rischio di tipo quantitativo** (QRA), Le Linee Guida EMSA raccomandano i casi in cui queste debbano essere prodotte:

1. Il bunkeraggio non è di tipo standard (PTS, TTS o STS), in configurazione standard semplice, come definito nella ISO/TS 18683;
2. La progettazione, le disposizioni e le operazioni differiscono dalle indicazioni fornite dalla ISO/TS 18683 o dalle raccomandazioni IACS (Rec.142);
3. Operazioni simultanee (SIMOPS) sono pianificate per essere eseguite in contemporanea al bunkeraggio di GNL;
4. Vengono introdotti elementi di automazione per ridurre significativamente l'intervento umano nelle operazioni;
5. È necessaria una riduzione della zona di sicurezza, per la specifica localizzazione delle operazioni di bunkeraggio di GNL;
6. È necessario un calcolo numerico del rischio per la verifica dei criteri di rischio.

Nell'ambito dell'utilizzo delle analisi quantitative, i criteri di soglia limite (*threshold*) sono utilizzati per valutare i rischi di accettabilità e sono necessari per stabilire le distanze di sicurezza esterne nel processo di pianificazione dell'uso del territorio. I criteri di soglia possono essere utilizzati come valori vincolanti non legali (vale a dire valori obiettivo) o rigidi (obbligatori). Il tipo di criteri applicati dipenderà dal tipo di approccio metodologico prescritto nei diversi contesti locali di riferimento.

Ai fini della pianificazione territoriale, il rischio individuale specifico (*Local Specific Individual Risk* - LSIR) viene spesso utilizzato per determinare le distanze di sicurezza esterne dagli

oggetti vulnerabili e, in alcuni casi, per determinare se il rischio per la società soddisfa i criteri normativi (linee guida locali e nazionali ove applicabili). Il rischio sociale in tal caso è definito come la frequenza (cumulativa) annuale di mortalità relativa ad un determinato gruppo di persone in concomitanza o in seguito agli incidenti previsti.

Le Linee Guida EMSA, riprendendo la raccomandazione IACS, sottolineano che laddove un numero significativo di persone sia esposto alle operazioni di bunkeraggio, è necessario valutare sia il rischio individuale, sia il rischio sociale: "... il rischio per qualsiasi individuo può essere "basso", tuttavia il rischio di danneggiare molte persone in un singolo incidente potrebbe essere sufficiente a perseguire la riduzione del rischio. Le parti interessate dovrebbero definire le fattispecie che configurano un numero significativo di persone; a seconda dei casi, potrebbe essere l'esposizione di dieci o più persone".

Le tabelle seguenti riportano le categorie di classificazione del rischio e le soglie individuali di rischio suggerite dalla ISO/TS 18683 e riportate dalle Linee Guida EMSA.

È importante notare che i criteri sono tipicamente espressi su base annua. Per pericoli che sono presenti per un periodo relativamente breve i criteri per anno potrebbero non essere appropriati. Questo perché il rischio non è distribuito uniformemente durante l'anno, ma presenta picchi intermittenti e per lunghi periodi di tempo non si presenta. Pertanto, le misure di mitigazione del rischio potrebbero non offrire una adeguata protezione.

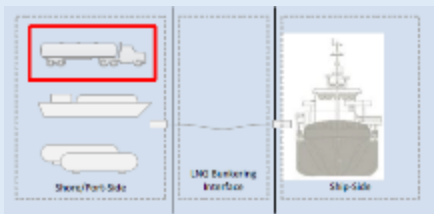

Come raccomandazione le Linee Guida EMSA sottolineano come i criteri espressi su base annua potrebbero non essere appropriati per quelle fattispecie che, come nel caso del bunkeraggio di GNL, sono poco frequenti e si verificano durante brevi periodi durante l'anno. Stabilire criteri probabilistici "per operazione" fornirebbe probabilmente un risultato più rappresentativo.

<b>Consequence (Severity)</b>	Multiple fatalities	C		HIGH			
	Single fatality or multiple major injuries	B		MEDIUM			
	Major injury	A		LOW			
		1	2	3	4	5	
		Remote	Ext. Unlikely	V. Unlikely	Unlikely	Likely	
		$10^{-6}/y$	$10^{-5}/y$	$10^{-4}/y$	$10^{-3}/y$		
		<b>Likelihood (Chance per year)</b>					

	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.

Figura 6 - La matrice di rischio proposta dalla ISO/TS 18683

La tabella seguente riassume le raccomandazioni che EMSA ha fornito alle PAA in merito all'opportunità di effettuare analisi e valutazioni aggiuntive di tipo quantitativo (QRA) rispetto alle normali e minime valutazioni di tipo qualitativo, rispetto alle diverse casistiche che è possibile configurare nei diversi scenari di bunkering ipotizzabili in ambito portuale. La tabella rappresenta uno strumento particolarmente utile per le Autorità Portuali e le Amministrazioni coinvolte per effettuare un'analisi preliminare sulle valutazioni di rischio che si rendono necessarie caso per caso.

<b>TIPOLOGIA DI OPERAZIONE</b>	<b>VOLUMI E PORTATA TIPICI DI BUNKERAGGIO</b>	<b>SCENARI CHE RICHIEDONO ANALISI AGGIUNTIVE (QRA) RISPETTO ALLA VALUTAZIONE DEL RISCHIO MINIMA QUALITATIVA</b>
<p><b>TRUCK-TO-SHIP (CAMION-NAVE)</b></p>  <p>The diagram illustrates the Truck-to-Ship (TTS) operation. On the left, a truck is shown on a barge, labeled 'Shore/Park Side'. This barge is connected to a ship on the right, labeled 'Ship-Side', via a 'UMG Bunkering Interface'. A red box highlights the truck on the barge.</p>	<p><math>V \approx 50-100\text{m}^3</math></p> <p><math>Q \approx 40- 60\text{m}^3/\text{h}</math></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Combinazione simultanea di più autocisterne GNL in modalità bunkeraggio tramite collettore comune</li> <li>• Valore di portata più elevato della media</li> <li>• Uso di tecnologie automatizzate o semi-automatizzate per la gestione dei tubi flessibili</li> <li>• Casi in cui il camion è incustodito (ad es. durante l'intera permanenza della nave all'ormeggio)</li> <li>• Casi in cui vengono imposti dalle PAA limiti quantitativi relativi alle soglie di rischio</li> <li>• Casi in cui le procedure di spurgo e di inertizzazione sono soggette a considerazioni speciali, come richieste di esenzione dalle procedure di inertizzazione</li> </ul>
<p><b>SHIP-TO-SHIP (NAVE-NAVE)</b></p>  <p>The diagram illustrates the Ship-to-Ship (STS) operation. On the left, a barge is shown, labeled 'Shore/Park Side'. This barge is connected to a ship on the right, labeled 'Ship-Side', via a 'UMG Bunkering Interface'. A red box highlights the barge.</p>	<p><math>V \approx 100-6.500\text{m}^3</math></p> <p><math>Q \approx 500-1.000\text{m}^3/\text{h}</math></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Casi in cui la valutazione del rischio nautico identifica particolari situazioni critiche (es. manovrabilità, intensità del traffico nautico, etc.)</li> <li>• Valore di portata più elevato della media</li> <li>• Chiatte per il rifornimento di GNL non propulse (es. usando rimorchiatori per manovre e propulsione)</li> <li>• Casi in cui vengono imposti dalle PAA limiti quantitativi relativi alle soglie di rischio</li> <li>• Casi in cui le procedure di spurgo e di inertizzazione sono soggette a considerazioni speciali, come richieste di esenzione dalle procedure di inertizzazione</li> <li>• Casi in cui la gestione del BOG e del ritorno dei vapori non sono presi in considerazione</li> </ul>


<p><b>TERMINAL (PORT) -TO-SHIP (PORTO-NAVE)</b></p> 	<p><math>V \approx 500- 20.000m^3</math></p> <p><math>Q \approx 1.000- 2.000m^3/h</math></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tutte le situazioni PTS, al fine di valutare correttamente il posizionamento degli stoccaggi e l'instradamento delle tubazioni all'interno dell'area portuale.</li> <li>• Valore di portata più elevato della media</li> <li>• Casi in cui vengono imposti dalle PAA limiti quantitativi relativi alle soglie di rischio</li> <li>• Casi in cui le procedure di spurgo e di inertizzazione sono soggette a considerazioni speciali, come richieste di esenzione dalle procedure di inertizzazione</li> <li>• Casi in cui la gestione del BOG e del ritorno dei vapori non sono presi in considerazione</li> </ul>
---	--	--

Tabella 14 - Raccomandazioni EMSA per analisi e valutazioni aggiuntive di tipo quantitativo (QRA)

#### 2.2.2.4 Le Zone di controllo

La necessità di stabilire zone di controllo è stata uno delle più importanti misure sviluppate per mitigare i rischi derivanti da potenziali rilasci di GNL o da possibili danni esterni indotti verso operazioni o installazioni di GNL di piccola taglia.

Il Capitolo 9 delle Linee Guida EMSA affronta e definisce diverse tipologie di zone di controllo, mirando all'armonizzazione tra gli standard internazionali esistenti e le linee guida del settore attualmente pubblicate. Sia la norma ISO/TS 18683 che la ISO 20519 includono una specifica sezione sulle zone di sicurezza, collegata alle pertinenti disposizioni sulla valutazione dei rischi.

È importante tenere in considerazione che, per quanto riguarda la definizione, il calcolo, l'implementazione e l'applicazione della zona di sicurezza, la Guida EMSA non prescrive determinati valori di distanza per gli specifici scenari di bunkeraggio. Il percorso seguito dalla Guida è quello di consigliare una buona prassi in merito alla valutazione e all'approvazione delle distanze di sicurezza.

L'esigenza fondamentale di armonizzazione e orientamento perseguita dalla Guida non è relativa ai valori delle distanze della zona di sicurezza, bensì ad una procedura armonizzata per la sua valutazione e approvazione.

Facendo propria la definizione del SGMF, la Guida EMSA definisce la “zona di sicurezza” in generale come uno spazio tridimensionale in cui il GNL può essere presente come risultato di una perdita o di un incidente occorso durante le operazioni di bunkeraggio. Viene dunque riconosciuto un potenziale rischio di danneggiamento per la vita o per le apparecchiature/infrastruttura in seguito ad una perdita di GNL e alla sua successiva potenziale accensione. La zona è di natura temporanea, essendo presente solo durante le operazioni di bunkeraggio. Questa zona può estendersi oltre la nave o veicolo alimentato a GNL, le cisterne, le tubazioni di interconnessione, i contenitori ISO, ecc. ed è più estesa della “zona di pericolo”.

Si possono identificare 5 principali tipologie di zone di sicurezza (le prime 3 comuni alle norme ISO/TS 18683 e ISO 20519, le ultime due aggiunte dal SGMF):

1. **Zona di pericolo:** spazio tridimensionale in cui in qualsiasi momento può esistere un'atmosfera infiammabile;
2. **Zona di sicurezza:** area tridimensionale attorno al sistema di trasferimento del GNL determinata dal risultato di una perdita o di uno scarico di emergenza di GNL o di un ritorno di vapore. Esiste solo durante il bunkeraggio;
3. **Zona di monitoraggio e messa in sicurezza:** area intorno alle attrezzature atte al trasferimento del GNL che deve essere monitorata come misura precauzionale per evitare interferenze con l'operazione di trasferimento di GNL;
4. **Zona marittima:** zona di dimensioni sufficienti per impedire che le navi di passaggio impattino sull'operazione di trasferimento del GNL;
5. **Zona esterna:** zona connessa a definiti livelli di rischio previsti in alcuni casi da specifici regimi normativi, es. luoghi aperti al pubblico.



Le zone di controllo fungono da livelli di difesa e dovrebbero essere considerate non come un mero esercizio numerico/geometrico, bensì come un esercizio di protezione critica, alla ricerca di potenziali scenari di rischio e problematiche legate alla sicurezza, in grado di essere pianificato e attuato con un insieme ragionevole di risorse.

Un esercizio iterativo dovrebbe aiutare la determinazione delle relative zone di controllo:

- 1) Definisci la zona di controllo → 2) Controlla il livello di protezione → 3) Implementa
- 4) Valuta e, se, necessario → 5) Ridefinisci.

Le raccomandazioni più significative sottolineate dalle Linee Guida in merito alla definizione delle zone di sicurezza sono le seguenti:

- Non esiste una gerarchia tra le diverse zone di sicurezza/controllo. Le zone di pericolo non sono più importanti delle aree di monitoraggio e sicurezza e viceversa. Solo attraverso un approccio integrato, in un unico piano di attuazione, tutte le zone di controllo pertinenti contribuiranno a fornire una protezione completa e significativa.
- La zona di sicurezza deve essere più grande della zona di pericolo in tutte e tre le dimensioni.
- L'area di monitoraggio e sicurezza deve essere più grande della zona di sicurezza.
- Le zone pericolose sono presenti in ogni momento e non dipendono dall'effettuazione delle operazioni di rifornimento. Dipendono dalle apparecchiature, dall'architettura del sistema e dalle caratteristiche della progettazione.
- Le zone di sicurezza e le aree di monitoraggio sono presenti solo durante le operazioni di bunkeraggio.
- Non esistono zone di controllo adatte a tutte le situazioni/condizioni. La determinazione delle zone di controllo può essere specifica del porto, della nave, dell'attracco, con diversi fattori condizionanti, di natura tecnica o operativa.

- Non esiste un'unica corretta distanza di sicurezza, indipendentemente dalla metodologia seguita per calcolarla. L'unica misura della qualità della distanza di sicurezza è l'efficace protezione fornita dalla sua adeguata attuazione e applicazione.
- Le zone di controllo sono efficaci solo se applicate e controllate effettivamente. La protezione derivante da una zona di sicurezza è efficace solo se la zona di controllo viene applicata adeguatamente.

Per quanto riguarda le Zone di pericolo, in assenza di una metodologia di calcolo obbligatoria in merito al bunkeraggio di GNL, la Linea Guida EMSA suggerisce come buona pratica l'adozione del codice IGF/IGC in riferimento alle specifiche disposizioni di seguito elencate.

In particolare, per il codice IGF, le dimensioni minime delle zone di pericolo includono:

- Aree sul ponte aperto o spazi semichiusi sul ponte della nave, entro 3 m da qualsiasi uscita/connesione del serbatoio, delle valvole, del collettore, delle flange ecc.;
- Aree sul ponte aperto che circondano le valvole del collettore di alimentazione per 3 m oltre queste, fino a un'altezza di 2,4 m sopra il ponte;
- Stazioni di bunkeraggio semichiusi;
- Aree entro 1,5 m circostanti le zone sopra elencate;
- L'estensione della zona di pericolo, seguendo l'approccio di cui sopra, non sarà superiore a circa 4,5 m, essendo sempre inferiore alla Zona di sicurezza.

Il vantaggio di seguire i riferimenti utilizzati per il codice IGF/IGC risiede nel fatto che grazie a questa armonizzazione e semplificazione, può essere stabilito un terreno comune che deve essere seguito e rispettato da tutti i soggetti coinvolti nell'operazione di bunkeraggio di GNL.

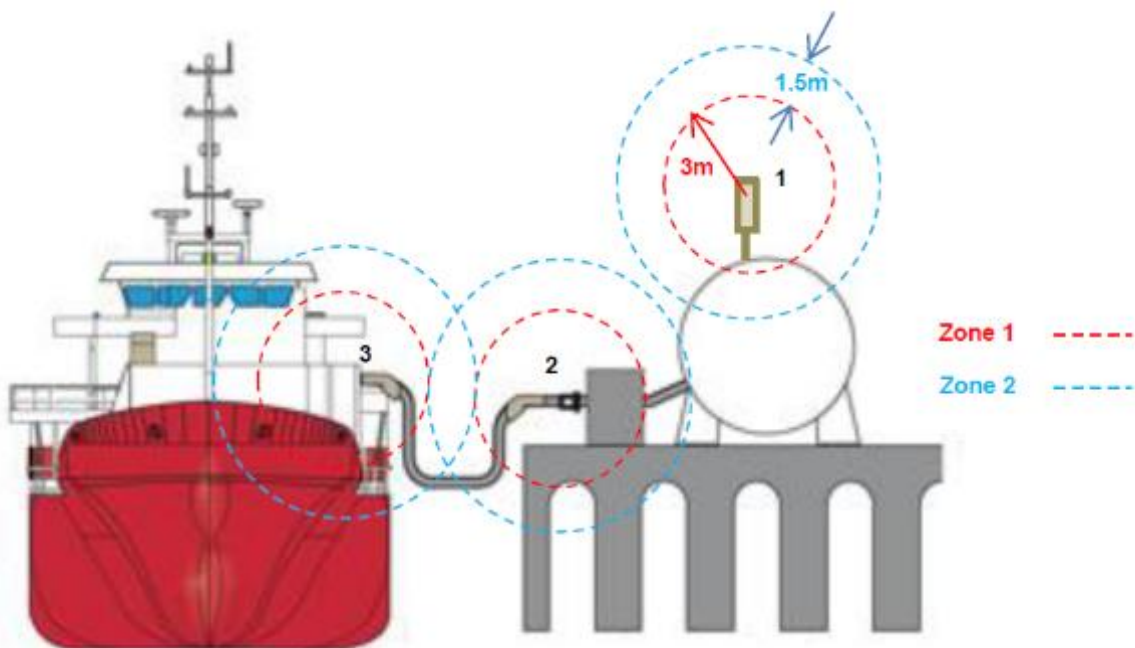


Figura 7 - Le dimensioni minime delle zone di pericolo indicate dal Codice IGF

Gli obiettivi principali che portano all'implementazione delle Zone di sicurezza sono i seguenti:

- controllare le fonti di ignizione al fine di ridurre la probabilità di innescare una nube di gas infiammabile che si è dispersa in seguito a un rilascio accidentale di GNL durante il bunkeraggio;
- limitare l'esposizione al personale non strettamente necessario in caso di potenziali pericoli (ad esempio incendi) che possono verificarsi per incidenti occorsi durante il bunkeraggio;
- Valutare l'infrastruttura locale in merito al rischio di eventuali potenziali punti di intrappolamento del gas, che possono produrre atmosfere esplosive.

L'istituzione di una zona di sicurezza consentirà, in particolare, l'applicazione strutturata delle restrizioni di sicurezza e operative che sono intese, collettivamente, a contribuire al raggiungimento degli obiettivi sopra evidenziati. Tali restrizioni saranno inevitabilmente specifiche in riferimento all'ambito portuale di riferimento, riflettendo le specifiche condizioni locali.

Collettivamente, le restrizioni poste all'interno della Zona di sicurezza contribuiscono al raggiungimento degli obiettivi propri della zona stessa. Le misure di restrizione da applicare all'interno delle Zone di sicurezza dovrebbero essere adeguate e proporzionate al livello di

protezione necessario per le persone, le infrastrutture e altre operazioni presenti all'interno dell'area portuale.

Le seguenti restrizioni si applicano in genere all'interno delle Zone di sicurezza:

- non è permesso fumare;
- luci, telefoni cellulari, macchine fotografiche e altri dispositivi elettronici portatili non certificati sono severamente vietati;
- gru e altri apparecchi di sollevamento e movimentazione non essenziali per il bunkeraggio non devono essere utilizzati;
- nessun veicolo (eccetto l'autocisterna GNL) deve essere presente nella zona di sicurezza;
- nessuna nave o imbarcazione dovrebbe di norma entrare nella zona di sicurezza, tranne se debitamente autorizzata;
- ulteriori possibili fonti di ignizione dovrebbero essere eliminate;
- l'accesso alla zona di sicurezza è limitato al personale autorizzato, a condizione che siano dotati di rilevatore di gas portatile e dispositivi di protezione individuale (DPI) con proprietà antistatiche;
- le prese di ventilazione in tutta la zona di sicurezza devono essere limitate, con la politica di tag-out applicata ogni volta che il bunkeraggio di GNL è in corso.

Tutte le restrizioni devono essere chiaramente indicate nei regolamenti portuali o in avvisi informativi inviati con largo anticipo agli operatori. L'eventuale eliminazione di una qualsiasi delle restrizioni sopra esposte dovrebbe sempre essere basata su una specifica ed approfondita valutazione del rischio.

### 2.2.3 Il Regolamento MRV 2015/757/UE

Il **Regolamento MRV 2015/757/UE** del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 29 aprile 2015, relativo al monitoraggio, alla segnalazione e alla verifica delle emissioni di biossido di carbonio provenienti dal trasporto marittimo, modifica la Direttiva 2009/16/CE.

In base alle disposizioni del Regolamento MRV, gli obblighi principali per le compagnie di navigazione sono i seguenti:

- Monitoraggio: a partire dal 1° gennaio 2018, ogni società deve monitorare per ciascuna delle proprie navi le emissioni di CO<sub>2</sub>, il consumo di carburante e altri

parametri, come la distanza percorsa, il tempo in mare e le merci trasportate per tratta.

- Segnalazione: a partire dal 2019, entro il 30 aprile di ogni anno, le società devono inviare allo Stato di bandiera, mediante THETIS MRV, un report sulle emissioni verificate per ciascuna nave che ha svolto attività di trasporto marittimo all'interno dell'UE nel precedente periodo di riferimento (anno solare).
- Certificazione: dal 2019, entro il 30 giugno di ogni anno, le società devono garantire che tutte le loro navi soggette al Regolamento MRV portino a bordo un documento di conformità rilasciato da THETIS MRV.

Dal 1° gennaio 2015, infatti, è diventato operativo un sistema centrale di informazione per la registrazione e lo scambio di dati e risultati delle ispezioni a bordo delle navi, compresi quelli relativi al campionamento e all'analisi dei combustibili. Il già citato sistema THETIS-EU consente il monitoraggio quasi in tempo reale del registro di conformità delle singole navi in tutti gli Stati membri. Tutti gli Stati membri utilizzano THETIS-EU4 (su base volontaria).

#### 2.2.4 La valutazione NPF da parte della Commissione europea

Secondo la Direttiva DAFI, ogni Stato membro nell'ambito dell'NPF deve delineare i target e gli obiettivi nazionali e sostenere le azioni per lo sviluppo del mercato per quanto riguarda i combustibili alternativi, compresa la realizzazione e l'attuazione dell'infrastruttura necessaria. Ogni NPF deve essere presentato entro novembre 2016 alla Commissione europea. La tabella presenta i campi chiave che l'NPF deve includere in relazione al GNL.

ARTICOLO DIRETTIVA	REQUISITO	MODALITÀ DI TRASPORTO
3 (1) – 3° punto	Valutazione dello stato attuale e dello sviluppo futuro del mercato per quanto riguarda i combustibili alternativi nel settore dei trasporti, anche alla luce del loro possibile utilizzo simultaneo e combinato, e dello sviluppo di infrastrutture per i combustibili alternativi, considerando, se del caso, le attività transfrontaliere	Tutti

ARTICOLO DIRETTIVA	REQUISITO	MODALITÀ DI TRASPORTO
6 (1)	Definizione di un numero adeguato di punti di rifornimento per il GNL da istituire entro il 31 dicembre 2025 nei porti marittimi per consentire alle navi delle vie navigabili interne o alle di navi d'altura di GNL di circolare all'interno della rete marittima principale TEN-T	Porti marittimi
6 (2)	Definizione di un numero adeguato di punti di rifornimento per il GNL da istituire entro il 31 dicembre 2030 nei porti interni, per consentire alle navi delle vie navigabili interne o alle di navi d'altura di GNL di circolare all'interno della rete interna principale TEN-T	Porti interni
6 (3)	Designazione dei porti marittimi e interni che devono fornire accesso ai punti di rifornimento per il GNL marittimo e interno	Marittimo e interno
6 (3)	Considerazione delle esigenze di mercato	Marittimo e interno
6 (1) e 6 (2)	Cooperazione tra Stati membri limitrofi per garantire un'adeguata copertura della rete principale TEN-T marittima e interna	Marittimo e interno
3 (1) – 3° punto	Misure necessarie per garantire il raggiungimento dei target e degli obiettivi nazionali contenuti nel quadro di politica nazionale	Marittimo e interno
3 (3)	Fornire la prova che siano stati presi in considerazione gli interessi delle autorità regionali e locali, nonché quelli delle parti interessate	
3 (4)	Valutazione della cooperazione e del coordinamento degli Stati membri con gli altri Stati membri	

Tabella 15 - Lista di controllo dell'NPF

La Commissione europea ha quindi valutato tutti i quadri di politica nazionale presentati dagli Stati membri, applicando un approccio qualitativo (tutti gli elementi necessari inclusi negli NPF) e un'analisi quantitativa (sul fatto che ciascun NPF supporti la direttiva DAFI, attraverso obiettivi, misure pianificate, ecc.).

La valutazione qualitativa si basa sulla lista di controllo (vedere Tabella), che riassume tutte le informazioni che supportano l'implementazione della Direttiva DAFI a livello nazionale. Per l'approccio quantitativo, un gruppo di punteggi è stato sviluppato in termini di stato di adozione, completezza, ecc. Tutte le misure sono state valutate con un punteggio basso (se sono in esame), medio (se adottate/in corso di adozione), alto (misura in vigore). È stato anche valutato il livello di supporto al conseguimento degli obiettivi<sup>9</sup>.

In base alla valutazione di tutti gli NPF, è emersa una gamma relativa ai piani GNL nei porti marittimi e interni. Ci sono i primi motori con piani di GNL ambiziosi, come la Finlandia o l'Ungheria, ma ci sono anche diversi porti che non hanno ancora mostrato la propria direzione per quanto concerne il GNL. Per la maggior parte dei corridoi delle vie navigabili interne, la copertura del rifornimento di GNL sarà probabilmente inadeguata in base agli obiettivi degli NPF.

La Figura 8 mostra i risultati della valutazione dell'adeguatezza dei punti di rifornimento di GNL nei porti marittimi della rete principale TEN-T (mappa di sinistra) e nei punti di rifornimento di GNL nei porti interni della rete principale TEN-T (mappa di destra).

---

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



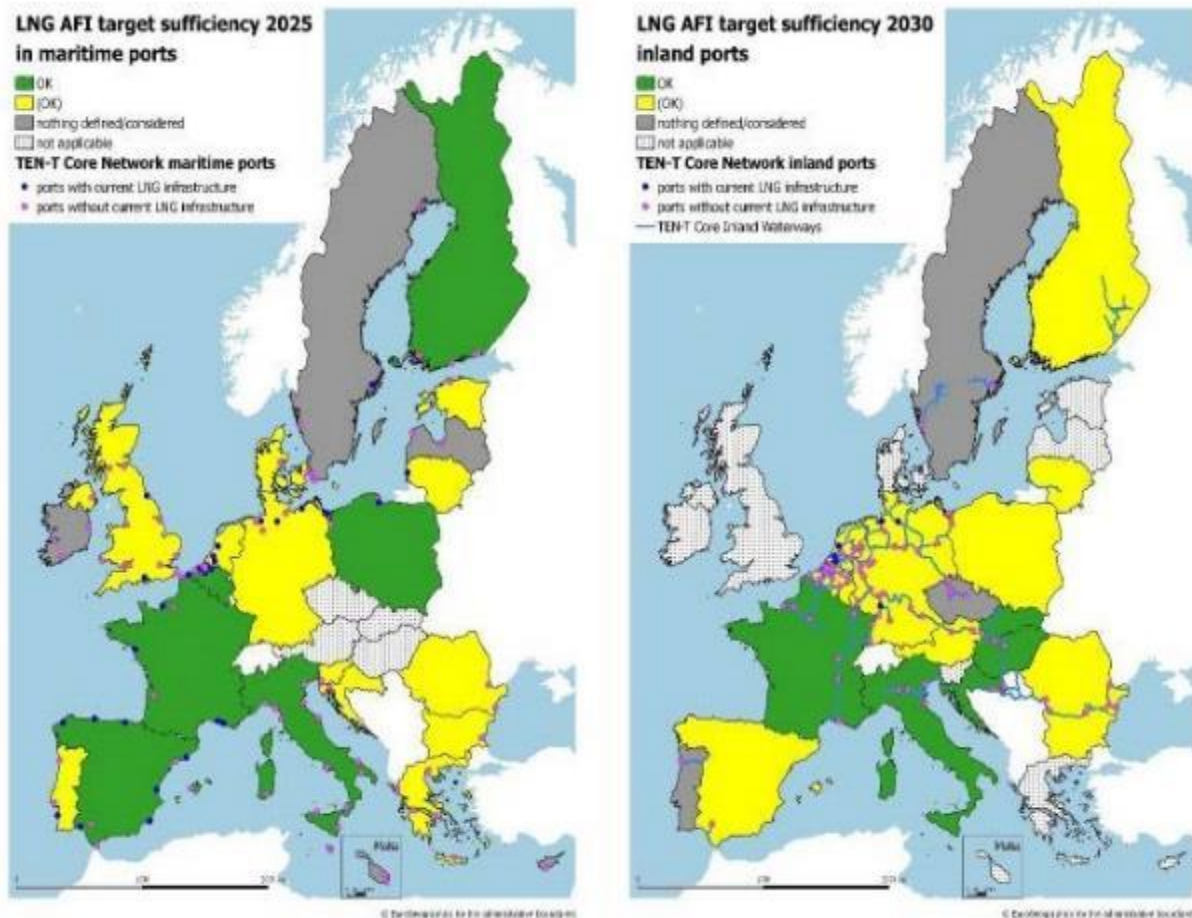


Figura 8 - Valutazioni NPF: piani GNL per porti marittimi (a sinistra) e porti interni (a destra)<sup>10</sup>

La Tabella 16<sup>11</sup> sintetizza gli obiettivi infrastrutturali di adeguatezza e il livello di conseguimento (stato attuale diviso per l'obiettivo futuro in percentuale) per i punti di rifornimento di GNL nei porti marittimi e nelle vie navigabili interne.

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

<sup>11</sup> Per la terminologia: OK = sufficiente; (OK) = sufficiente (non tutte le informazioni fornite); i = insufficiente; X = nulla di definito/considerato; NA = non applicabile).

OBIETTIVI INFRASTRUTTURALI	INFRASTRUTTURA DI COMBUSTIBILI ALTERNATIVI	GNL PER I PORTI MARITTIMI (2025)	GNL PER I PORTI INTERNI (2030)
AT	adeguatezza	NA	(OK)
	conseguimento dell'obiettivo (in%)	NA	0
BE	adeguatezza	OK <sup>5</sup>	(OK)
	conseguimento dell'obiettivo (in%)	~75	0
BG	adeguatezza	(OK)	(OK)
	conseguimento dell'obiettivo (in%)	0	50
CY	adeguatezza	X	NA
	conseguimento dell'obiettivo (in%)	-	NA
CZ	adeguatezza	NA	X
	conseguimento dell'obiettivo (in%)	NA	-
DE	adeguatezza	(OK)	(OK)

OBIETTIVI INFRASTRUTTURALI	INFRASTRUTTURA DI COMBUSTIBILI ALTERNATIVI	GNL PER I PORTI MARITTIMI (2025)	GNL PER I PORTI INTERNI (2030)
	conseguimento dell'obiettivo (in%)	-	-
DK	adeguatezza	(OK)	NA
	conseguimento dell'obiettivo (in%)	-	NA
EE	adeguatezza	(OK)	NA
	conseguimento dell'obiettivo (in%)	0	NA
EL	adeguatezza	(OK)	NA
	conseguimento dell'obiettivo (in%)	0	NA
ES	adeguatezza	OK	(OK)
	conseguimento dell'obiettivo (in%)	100	-
FI	adeguatezza	OK	(OK)

OBIETTIVI INFRASTRUTTURALI	INFRASTRUTTURA DI COMBUSTIBILI ALTERNATIVI	GNL PER I PORTI MARITTIMI (2025)	GNL PER I PORTI INTERNI (2030)
	conseguimento dell'obiettivo (in%)	-	-
FR	adeguatezza	OK	OK
	conseguimento dell'obiettivo (in%)	14.3	0
HR	adeguatezza	(OK)	OK
	conseguimento dell'obiettivo (in%)	0	0
HU	adeguatezza	NA	OK
	conseguimento dell'obiettivo (in%)	NA	0
IE	adeguatezza	X	NA
	conseguimento dell'obiettivo (in%)	-	NA
IT	adeguatezza	OK	OK

OBIETTIVI INFRASTRUTTURALI	INFRASTRUTTURA DI COMBUSTIBILI ALTERNATIVI	GNL PER I PORTI MARITTIMI (2025)	GNL PER I PORTI INTERNI (2030)
	conseguimento dell'obiettivo (in%)	0	0
LT	adeguatezza	(OK)	(OK)
	conseguimento dell'obiettivo (in%)	100	0
LU	adeguatezza	NA	X
	conseguimento dell'obiettivo (in%)	NA	-
LV	adeguatezza	X	NA
	conseguimento dell'obiettivo (in%)	-	NA
MT	adeguatezza	X	NA
	conseguimento dell'obiettivo (in%)	-	NA
NL	adeguatezza	(OK)	(OK)

OBIETTIVI INFRASTRUTTURALI	INFRASTRUTTURA DI COMBUSTIBILI ALTERNATIVI	GNL PER I PORTI MARITTIMI (2025)	GNL PER I PORTI INTERNI (2030)
	conseguimento dell'obiettivo (in%)	50	38
PL	adeguatezza	OK	(OK)
	conseguimento dell'obiettivo (in%)	25	-
PT	adeguatezza	(OK)	X
	conseguimento dell'obiettivo (in%)	20	-
RO	adeguatezza	(OK)	(OK)
	conseguimento dell'obiettivo (in%)	0	0
SE	adeguatezza	X	X
	conseguimento dell'obiettivo (in%)	-	-
SI	adeguatezza	(OK)	NA

OBIETTIVI INFRASTRUTTURALI	INFRASTRUTTURA DI COMBUSTIBILI ALTERNATIVI	GNL PER I PORTI MARITTIMI (2025)	GNL PER I PORTI INTERNI (2030)
	conseguimento dell'obiettivo (in%)	0	NA
SK	adeguatezza	NA	OK
	conseguimento dell'obiettivo (in%)	NA	0
UK	adeguatezza	(OK)	NA
	conseguimento dell'obiettivo (in%)	45	NA

Tabella 16 - Panoramica dell'adeguatezza degli obiettivi infrastrutturali e del livello di conseguimento<sup>12</sup>

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



### 3 Le Buone Pratiche per la riduzione dello zolfo nei combustibili

Il presente capitolo si pone l'obiettivo di elaborare un'analisi sulle buone pratiche relative all'applicazione delle direttive emanate per la riduzione del tenore di zolfo nei combustibili utilizzati per il trasporto marittimo.

Le buone pratiche devono favorire la riduzione delle emissioni di ossidi di zolfo prodotte dalle attività connesse al trasporto marittimo con qualsiasi procedura, combustibile alternativo o metodo innovativo. In particolare, le buone pratiche devono:

- garantire la disponibilità di combustibili per uso marittimo conformi alla direttiva stessa;
- sostenere l'utilizzo di un sistema elettrico lungo le banchine per l'alimentazione delle navi in sosta (cold ironing);
- applicare tutte le misure necessarie affinché siano rispettati i limiti sul tenore di zolfo del combustibile per uso marittimo;
- tenere un registro, a disposizione del pubblico, dei fornitori locali di combustibile per uso marittimo.

L'obiettivo principale è quindi quello di garantire la riduzione delle emissioni di ossidi di zolfo in atmosfera derivanti dalle attività marittime con l'ausilio di ogni mezzo e strumento utile: utilizzo di combustibili alternativi, sistemi di filtraggio a bordo nave, utilizzo del vettore elettrico, controllo delle composizioni chimiche dei combustibili e dei fumi di scarico, ecc.

Le soluzioni ottimali per ridurre le emissioni di zolfo consistono nell'utilizzo di combustibili più puliti con un tenore minore di zolfo, o mezzi di rimozione degli inquinanti dai gas di scarico (*scrubber*).

#### 3.1 Le Macro-categorie che individuano le Buone Pratiche

Per garantire la corretta applicazione delle direttive, sono state elaborate cinque macro-categorie all'interno delle quali possono essere definite le Buone Pratiche; esse sono illustrate di seguito.

##### 3.1.1 Stato attuale dei porti

A questa prima categoria appartengono tutte quelle buone pratiche che hanno come oggetto la fornitura di informazioni relative allo stato attuale dei porti con la finalità di approfondire le conoscenze sia dal punto di vista dei combustibili presenti ed utilizzati, sia dal punto di vista del loro impatto sull'ambientale circostante.

Le buone pratiche appartenenti a questa categoria devono:

- raccogliere le informazioni relative ai combustibili tradizionali (benzina, gasolio, olii marini, ecc...) presenti all'interno del porto o nelle aree limitrofe;
- raccogliere le informazioni sulle quantità di combustibili consumate all'interno dei porti;
- localizzare i siti di stoccaggio presenti nelle all'interno delle aree portuali, le quantità di combustibili stoccate e le distanze dai principali consumatori portuali;
- stilare una lista dei combustibili utilizzati dalle navi in ingresso nei porti;
- raccogliere i dati relativi alle frequenze di approvvigionamento, i luoghi di provenienza e le quantità di combustibili tradizionali movimentati nei porti;
- realizzare dei sistemi di monitoraggio delle qualità dell'aria e delle acque all'interno dei porti.

Queste attività sono fondamentali sia per pianificare al meglio le azioni da intraprendere per ridurre le emissioni di ossidi di zolfo, sia per valutare gli effettivi effetti prodotti dalle iniziative intraprese, e infine anche per rivelare eventuali irregolarità nel rispetto della normativa.

### 3.1.2 Filiera dei combustibili alternativi

Comprende tutte le attività e la ricerca di informazioni connesse ai combustibili alternativi quali: GNL, idrogeno, biogas e biofuel.

Le buone pratiche connesse a questa categoria devono:

- raccogliere le informazioni relative ai combustibili alternativi presenti all'interno del porto o nelle aree limitrofe;
- individuare i costi di acquisto dei vari combustibili;
- raccogliere i dati relativi alle frequenze di approvvigionamento, i luoghi di provenienza e le quantità di combustibili alternativi movimentati nei porti;
- valutare le metodologie di trasporto migliori per garantire la competitività economica e la sicurezza;
- individuare gli attuali ed i futuri produttori di combustibili alternativi;
- valutare i possibili prezzi di vendita dei combustibili alternativi all'interno dei porti per garantirne la competitività e la diffusione rispetto ai combustibili tradizionali;
- valutare la possibilità di installare all'interno dei porti degli impianti di produzione di combustibili alternativi;

- sviluppare delle metodologie per individuare i siti migliori per lo stoccaggio;
- realizzare le infrastrutture necessarie per rifornire i siti di stoccaggio e collegare questi ai punti di rifornimento dei mezzi portuali;
- ricercare le migliori soluzioni disponibili per effettuare il bunkeraggio delle navi (*ship to ship, truck to ship, ecc.*) e del rifornimento dei mezzi terrestri.

Queste attività mirano ad approfondire le conoscenze relative a tutta la filiera dei combustibili alternativi, ed in particolar modo del GNL il quale presenta una filiera più complessa rispetto agli altri combustibili, e richiede delle infrastrutture specifiche.

### 3.1.3 Sicurezza

Questa categoria comprende tutte quelle attività finalizzate a prevenire rischi e pericoli legati alla presenza e all'utilizzo di combustibili alternativi presenti in porto. Le pratiche sono volte sia a prevenire situazioni di pericolo per le persone, le strutture e l'ambiente, ma anche a garantire la disponibilità dei combustibili alternativi all'interno dei porti.

Nello specifico le attività connesse a questa categoria devono prevedere:

- le modalità atte a garantire la continuità degli approvvigionamenti di combustibili alternativi;
- le modalità di trasporto dei combustibili (navi, camion, treni, ecc.) e le tipologie di percorsi (strade, ferrovie, canali, mare, ecc.) fino ai siti di stoccaggio;
- la valutazione dei rischi legati al trasporto e dei possibili impatti ambientali;
- i sistemi di sicurezza adottati per garantire il corretto funzionamento delle varie tipologie di siti di stoccaggio (*onshore, offshore, ecc.*) per prevenire rischi alle persone e/o all'ambiente;
- le modalità adottate per il trasporto dei combustibili dai siti di stoccaggio ai punti di rifornimento, i mezzi utilizzati per il trasporto e i sistemi impiegati per il rifornimento;
- i piani di emergenza in caso di incidenti o malfunzionamenti;
- lo studio dei percorsi e degli orari migliori in cui trasportare i combustibili alternativi all'interno dei porti;
- gli studi e le esercitazioni per il rifornimento in sicurezza dei mezzi;
- l'addestramento del personale addetto ai trasporti ed ai rifornimenti.

Queste attività risultano basilari per garantire l'utilizzo e la diffusione dei combustibili alternativi all'interno dei porti. La maggior parte dei porti non le tuttavia ancora attuate in quanto nella maggior parte di essi non sono ancora presenti combustibili alternativi.

### **3.1.4 Politiche a vantaggio dei combustibili alternativi**

Comprende tutte quelle attività volte a favorire e/o rendere vantaggioso l'utilizzo di combustibili alternativi rispetto a quelli tradizionali.

In particolare, queste buone pratiche comprendono:

- Incentivare l'utilizzo di combustibili alternativi a basso impatto ambientale all'interno dei porti e nelle aree limitrofe;
- Svolgere delle indagini di mercato per valutare la domanda di combustibili alternativi, l'offerta e il relativo prezzo dei combustibili alternativi;
- Rendere i combustibili alternativi economicamente vantaggiosi rispetto ai tradizionali;
- Metodologie per sanzionare i mezzi e gli operatori che non rispettano i limiti previsti.
- Informare e sensibilizzare la popolazione sull'utilizzo dei combustibili alternativi, promuovere la loro diffusione e spiegare gli usi, i vantaggi e gli svantaggi rispetto ai combustibili tradizionali.

La loro attuazione è fondamentale nelle fasi iniziali della diffusione dei combustibili alternativi all'interno dei porti, in quanto contribuiscono a creare un primo mercato e a fornire tutte le informazioni e i supporti di cui necessita i soggetti interessati al loro utilizzo.

### **3.1.5 Sistemi alternativi per la riduzione di SOx**

Questa ultima categoria comprende tutte quelle attività che mirano a promuovere l'utilizzo di sistemi tecnologici che permettano di ottenere gli stessi risultati in termini di riduzione di ossidi di zolfo che si otterrebbero utilizzando i combustibili a basso tenore di zolfo.

Rientrano in questa categoria le attività connesse a promuovere l'installazione e l'utilizzo delle banchine elettrificate nei porti, o la progettazione e l'installazione di particolari filtri a bordo delle navi che assorbono gli ossidi di zolfo emessi dalle navi quali gli scrubber.

Oltre a queste due principali soluzioni, in questa categoria rientrano tutte quelle attività e quegli studi che ogni porto può decidere di avviare per conseguire i risultati previsti dalla direttiva senza dover utilizzare dei combustibili a basso tenore di zolfo.

## 4 I carburanti

### 4.1 Verso il 2050: il futuro dei combustibili

Il carburante senza carbonio entro il 2050 è possibile. Esistono percorsi, tra cui le energie rinnovabili, la bioenergia o miscele omogenee con il gas naturale come fonte principale di ammoniaca o idrogeno, che potrebbero raggiungere l'obiettivo ambizioso dell'IMO di ridurre i gas a effetto serra (GHG) del 50%. Tuttavia, c'è ancora incertezza quando si tratta di scegliere un combustibile, una tecnologia e una direzione e quindi c'è bisogno di vedere studi pilota e prototipi su vasta scala, lo sviluppo di politiche, standard e regole, e tutto ciò sarà caratterizzato dai pionieri di tali scelte, che saranno guidati dalle pressioni dei consumatori.

L'evoluzione delle miscele di combustibili nell'ambito della navigazione è strettamente legata all'evoluzione del più ampio sistema energetico. Fino al 2050, potremmo riscontrare più di un cambiamento del tipo di combustibile utilizzato. Ad esempio, una quota crescente di biocombustibili negli anni 2020 con gli sforzi in corso per lo sviluppo di combustibili prodotti da elettricità rinnovabile, denominati elettro-combustibili, che determineranno un importante spostamento verso gli elettro-combustibili negli anni 2040 e 2050.

Nel settore delle energie rinnovabili, le batterie nei mercati a corto raggio o utilizzate come ibridi e l'alimentazione a terra svolgeranno un ruolo importante nel ridurre la dipendenza dai combustibili fossili. Lo stoccaggio facile dei carburanti senza o a basso tenore di carbonio (ad esempio biocombustibili sostenibili e metanolo) può anche essere una soluzione allettante in quanto è possibile utilizzare le infrastrutture e i macchinari esistenti per facilitare la transizione.

Il percorso verso la bioenergia include biogas, bio-GNL e bio-metanolo. La capacità della bioenergia deve crescere in modo significativo e la sua produzione e distribuzione devono essere sostenibili.

## 4.2 Carburanti tradizionali

Con riferimento al trasporto navale il concetto di bunker include tecnicamente qualsiasi tipo di olio combustibile utilizzato a bordo delle navi. Diversi organismi pubblici e autorità competenti definiscono le caratteristiche degli oli combustibili esistenti con specifiche numeriche diverse.

### 4.2.1 Classificazione USA

Secondo la classificazione americana (USA), gli oli combustibili vengono numerati in una scala da 1 a 6. Il **punto di ebollizione** e la **lunghezza della catena del carbonio** e la **viscosità** del carburante aumentano con il numero di olio combustibile. L'olio più pesante deve essere riscaldato affinché possa presentare caratteristiche tecniche atte ad assicurarne la fluidità necessaria a scorrere adeguatamente.

La **densità** è anche un parametro importante per gli oli combustibili poiché i carburanti marini vengono purificati prima dell'uso per rimuovere acqua e impurità dall'olio. Poiché i depuratori si basano sull'impiego della forza centrifuga, l'olio deve avere una densità sufficientemente diversa dall'acqua. I depuratori più vecchi funzionano con carburanti che hanno una densità massima pari a  $991 \text{ kg/m}^3$ . Attraverso l'impiego di depuratori di ultima generazione è invece possibile purificare l'olio con densità fino a  $1010 \text{ kg/m}^3$ .

Il prezzo del carburante, invece, tende a diminuire in ragione dell'aumentare del numero caratterizzante il carburante stesso.

L'olio combustibile **numero 1** è un olio distillato volatile destinato alla vaporizzazione di bruciatori a vaso. È il taglio di cherosene raffinato che bolle immediatamente dopo il pesante taglio di nafta usato per la benzina (gasoline). Tra questi oli combustibili si trovano: olio di carbone, olio per stufa.

L'olio combustibile **numero 2** è un olio per riscaldamento domestico distillato. Questo carburante è talvolta noto come Bunker A. I camion e alcune auto usano un gasolio simile con un numero di cetano<sup>13</sup> limite che descrive la qualità di accensione del carburante. Entrambi sono in genere ottenuti dal taglio del gasolio leggero. Il gasolio è riferito originalmente all'uso di questa frazione tra la fine del XIX e l'inizio del XX secolo: il taglio del gasolio era usato come agente arricchente per la produzione di gas di acqua carburata.

---

<sup>13</sup> Il numero di cetano (classificazione del cetano) è un indicatore della velocità di combustione del gasolio e della compressione necessaria per l'accensione. È un contrario del numero di ottano simile per la benzina. La CN è un fattore importante nel determinare la qualità del gasolio, ma non l'unico; altre misurazioni della qualità del gasolio comprendono (ma non si limitano a) contenuto di energia, densità, lubrificazione, proprietà di scorrimento a freddo e contenuto di zolfo.

L'olio combustibile **numero 3** è un olio distillato per bruciatori che richiedevano carburante a bassa viscosità. ASTM<sup>14</sup> ha unito questo grado alla specifica numero 2 e il termine è stato usato raramente dalla metà del XX secolo.

L'olio combustibile **numero 4** è un olio combustibile ad uso commerciale utilizzato per bruciatori non dotati di preriscaldatori. Può essere ottenuto dal taglio di gasolio pesante (heavy gas oil).

L'olio combustibile **numero 5** è un olio combustibile industriale di tipo residuo che richiede il preriscaldamento a 77-104 °C (171–219 °F) per una corretta atomizzazione dei bruciatori. Questo carburante è talvolta noto come “Bunker B”. Può essere ottenuto dal taglio del gasolio pesante, oppure può essere una miscela di olio residuo con sufficiente olio di numero 2 per regolare la viscosità fino a quando può essere pompato senza preriscaldamento.

L'olio combustibile n. 5 è anche chiamato olio combustibile speciale della Marina (NSFO) o solo “speciale della marina”. Gli oli 5 e 6 sono anche comunemente denominati olio combustibile pesante, ovvero Heavy Fuel Oil (HFO) o olio combustibile per forno (FFO); l'elevata viscosità richiede il riscaldamento, di solito mediante un sistema di ricircolo del vapore a bassa pressione, prima che l'olio possa essere pompato da un serbatoio bunker.

L'olio combustibile **numero 6** è un olio residuo ad alta viscosità che richiede il preriscaldamento a 104-127 °C (219-262 °F). Il termine “residuo” indica il materiale rimasto dopo che i più preziosi tagli di petrolio greggio sono bolliti. Il residuo può contenere varie impurità indesiderabili, tra cui il 2% di acqua e lo 0,5% di terreno minerale. Questo carburante può essere noto come olio combustibile residuo (RFO, residual fuel oil<sup>15</sup>), dalle specifiche Navy del Bunker C o dalle Specifiche Pacific di PS-400.

---

<sup>14</sup> ASTM International, precedentemente nota come American Society for Testing and Materials, è un'organizzazione internazionale di standard che sviluppa e pubblica standard tecnici di consenso volontario per una vasta gamma di materiali, prodotti, sistemi e servizi.

<sup>15</sup> L'olio combustibile residuo è uno dei prodotti petroliferi di minor valore per una raffineria. È essenzialmente un sottoprodotto della produzione di prodotti leggeri che sono l'obiettivo principale di una raffineria. L'uso finale primario di olio combustibile residuo è come combustibile in forni semplici come centrali elettriche e caldaie industriali. È anche il combustibile principale utilizzato sulle navi oceaniche, dove si chiama combustibile per bunker. Tuttavia, l'olio combustibile residuo presenta alcune specifiche di qualità che deve soddisfare, per motivi di prestazioni e ambientali. I più importanti sono: a) Viscosità: questa è una misura della tendenza di un fluido a resistere al flusso. Una viscosità più bassa è più desiderabile; b) Contenuto di zolfo: l'olio combustibile ha un contenuto di zolfo massimo determinato da preoccupazioni ambientali. Questo è generalmente impostato come un contenuto massimo di zolfo in% al peso. L'olio combustibile residuo è il più pesante tra una gamma di diversi gradi di olio combustibile.



#### 4.2.2 Classificazione Britannica (BS 2869)

Diversamente dal sistema di catalogazione americano, la norma britannica BS 2869<sup>16</sup>, dedicata agli oli combustibili per motori agricoli, domestici e industriali, specifica le 8 classi di olio combustibile riportate nella Tabella 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)	-

Tabella 17 - Oli combustibili: Norma britannica BS 2869 (fonte: BS 28695)

I carburanti di classe C1 e C2 presentano caratteristiche analoghe a quelle relative al cherosene. Il **tipo C1** è destinato all'uso in apparecchi senza liquido (ad es. Lampade flueless appliances). Il **C2** è invece impiegato in bruciatori a vaporizzazione o nebulizzazione collegati ad apparecchi a canne fumarie. Il carburante di classe **A2** è adatto per applicazioni mobili che sono necessarie per utilizzare un carburante senza zolfo.

Il carburante di classe **D** è simile alla classe A2 ed è adatto per l'uso in applicazioni fisse, come il riscaldamento domestico, commerciale e industriale. La norma BS 2869 consente ai carburanti di Classe A2 e Classe D di contenere fino al 7% di biodiesel (estere metilico di

<sup>16</sup> BS 2869: 2017 specifica i requisiti per otto classi di combustibili da petrolio per motori e caldaie utilizzati in applicazioni agricole, domestiche e industriali. La presente norma britannica non preclude l'uso legittimo di una classe di carburante in un'applicazione progettata per l'uso con un carburante di un'altra classe. Tuttavia, si raccomanda vivamente di utilizzare solo combustibile per bruciatori di classe C1 in apparecchi domestici privi di fluidi ed è consigliabile che vengano eseguiti test o consultazioni con il produttore dell'apparecchiatura se il combustibile deve essere utilizzato per uno scopo diverso da quello per cui è classificato in questo standard britannico

acidi grassi, FAME<sup>17</sup> ), a condizione che il contenuto FAME soddisfi i requisiti della norma BS EN 14214<sup>18</sup> .

Le **classi da E a H** sono oli residui per bruciatori atomizzatori che servono caldaie o, ad eccezione della classe H, alcuni tipi di motori a combustione più grandi. Le classi da F a H richiedono inevitabilmente il riscaldamento prima dell'uso; Il carburante di classe E può richiedere preriscaldamento, a seconda delle condizioni ambientali.

Evidenziate le diverse caratteristiche e catalogazione dei bunker, è da notare che raramente, nella moderna pratica marittima, questi vengono così etichettati.

#### 4.2.3 Classificazione del settore marittimo – I Bunker Oil

Nel settore marittimo viene utilizzato un altro tipo di classificazione per gli oli combustibili. In particolare, i combustibili per uso marittimo (cfr. DIN ISO 8217<sup>19</sup> ), chiamati combustibili bunker.

---

<sup>17</sup> Gli esteri metilici di acidi grassi (FAME) sono un tipo di estere di acidi grassi derivati dalla transesterificazione di grassi con metanolo. Le molecole nel biodiesel sono principalmente FAME, solitamente ottenute da oli vegetali per transesterificazione. Sono usati per produrre detergenti e biodiesel. Le FAMES sono tipicamente prodotte da una reazione catalizzata da alcali tra grassi e metanolo in presenza di base come idrossido di sodio, metossido di sodio o idrossido di potassio. Uno dei motivi per l'uso di FAME nel biodiesel anziché negli acidi grassi liberi è quello di annullare qualsiasi corrosione che gli acidi grassi liberi causerebbero ai metalli dei motori, degli impianti di produzione e così via. Gli acidi grassi liberi sono solo leggermente acidi, ma col tempo possono causare corrosione cumulativa a differenza dei loro esteri.

<sup>18</sup> La presente norma europea specifica i requisiti e i metodi di prova per gli esteri metilici di acidi grassi commercializzati e consegnati (di seguito noti come FAME) da utilizzare come combustibile per motori diesel e per applicazioni di riscaldamento a concentrazione del 100% o come estensore per combustibile distillato per motori diesel in conformità con i requisiti della norma EN 590 e per il riscaldamento del combustibile. Con una concentrazione del 100% è applicabile al carburante per l'uso nei motori diesel e nelle applicazioni di riscaldamento progettate o successivamente adattate per funzionare al 100% FAME.

<sup>19</sup> I vari combustibili per uso marittimo secondo ISO 8217 sono prodotti dal petrolio greggio mediante distillazione frazionata nelle raffinerie. In questo processo, il petrolio greggio viene gradualmente scaldato appena sotto la temperatura alla quale si decompone. Se durante il processo di riscaldamento viene superato il punto di ebollizione di un particolare componente del petrolio greggio, una "frazione", passa alla fase gassosa. Le frazioni con molecole più piccole evaporano a temperature inferiori rispetto a quelle con molecole a catena lunga (e quindi più grandi). Le singole frazioni vengono quindi raffreddate nuovamente al di sotto del loro punto di ebollizione e quindi liquefatte. Le frazioni separate dal greggio in questo modo sono chiamate distillati. Il residuo nella distillazione frazionata, che non passa nella fase gassosa, viene definito combustibile residuo o olio combustibile pesante. Il contenuto di zolfo di questo olio combustibile pesante può essere ridotto mediante ulteriori processi.

Con il termine “bunker oil<sup>20</sup>” ci si riferisce a qualsiasi tipo di olio combustibile impiegato per la locomozione delle navi.

Gli oli combustibili si suddividono in:

- Oli combustibili ad **alto tenore di zolfo** (Heavy Fuel Oil - HFO)
- Oli combustibili a contenuto di **zolfo intermedio** (IFO)
- Oli combustibili a **basso tenore di zolfo** (LFO) – combustibili conformi alle nuove regolamentazioni (<0,5% SOx)

L'**Heavy Fuel Oil** è il cosiddetto olio residuo puro o quasi puro, carburante tradizionalmente utilizzato dalle navi che dopo il 2020 non sarà più possibile impiegare nell'ambito della propulsione navale a causa del suo elevato contenuto di zolfo (solitamente superiore al 3,5%). Ha una viscosità massima di 380 centistoke<sup>21</sup> e minima di 180 centistoke

L'**Intermediate Fuel Oil** è invece una miscela di gasolio e olio combustibile pesante con un minor contenuto di zolfo, < 3,5%. A seconda della sua viscosità può essere considerato come un distillato (viscosità max 180 centistoke) o un combustibile residuo (viscosità max 380 centistoke).

Gli standard e le specifiche che devono essere soddisfatti dai carburanti a base di petrolio utilizzati nei motori diesel e caldaie nel settore dei trasporti marittimi sono stati specificati dall'Organizzazione marittima internazionale (IMO) nella norma ISO 8217 “**Prodotti petroliferi - Carburante (classe F) - Specifiche di carburanti marini**”. Si tratta di uno

---

<sup>20</sup> Il termine “bunker” deriva dal nome inglese dei contenitori nei quali è immagazzinato, in particolare i bunker tank delle imbarcazioni e i bunker nei siti portuali. Inoltre, un'altra origine del nome può essere trovata dai bunker di carbone, dove il carburante era originariamente immagazzinato.

<sup>21</sup> Centistoke è l'unità di misura della viscosità di un bunker. La viscosità è il primo parametro che si prende in considerazione dato che è legato sia alla possibilità di movimentare il combustibile sia alle specifiche di invio al motore. Sebbene un tempo bassa viscosità fosse indice di qualità degli idrocarburi, le moderne tecniche di raffinazione e miscelazione consentono di realizzare combustibili a bassa viscosità ma di scarsa qualità, soprattutto in termini di contaminanti e di stabilità. La viscosità dipende moltissimo dalla temperatura per cui tutte le misure sono riferite ad una temperatura di prova. La viscosità dinamica ha le dimensioni di una pressione per unità di tempo (Poise, Pa/s) Vi sono varie unità di misura, St (Stokes, cm<sup>2</sup>/s) per il sistema internazionale, ma anche Redwood e gradi Engler. Generalmente si considera la viscosità cinematica ottenuta da quella dinamica dividendo per la densità del materiale. Il valore di viscosità dei combustibili residuali può arrivare anche a 700 cSt, essendo 380 cSt un valore comune al giorno d'oggi.

standard globale accettato per la specifica dei carburanti marini che distingue i medesimi in **carburanti residui** e **carburanti distillati** in base ai loro componenti principali.

La ISO 8216 (Petroleum products — Fuels (class F) — Classification) classifica le categorie di carburanti marini. A seconda che il combustibile sia stato prodotto attraverso la distillazione o accumulato come residuo nella raffineria di petrolio, è classificato come **distillato** (o "combustibile distillato" secondo lo standard) o come **combustibile residuo**.

Secondo la norma ISO 8217, i **carburanti residui** sono suddivisi in sei tipi di carburante in base alla loro **viscosità** (viscosità cinematica) - **RMA, RMB, RMD, RME, RMG** e **RMK** - in combinazione con il loro max. valore limite di viscosità cinematica a 50 °C. La viscosità è espressa in millimetri quadrati al secondo (mm<sup>2</sup>/s). Valori di viscosità prossimi ai 700 mm<sup>2</sup>/s indicano combustibili residui molto viscosi. Più basso è il valore di viscosità cinematica, più sottile è il carburante. Come regola generale, più sottile è la viscosità, maggiore è la qualità del combustibile per uso marittimo. I carburanti residui sono utilizzati nei motori marini di grandi dimensioni, da media a bassa velocità. A condizione che la nave non si trovi in una zona con speciali restrizioni alle emissioni (Area di controllo delle emissioni o ECA), si tratterà di solito di un tipo di combustibile per uso marittimo a olio intermedio di tipo "IFO 380" (intermediate fuel oil) con designazione ISO 8217 "RMG 380" o "RMK 380"<sup>22</sup> .

Secondo la norma ISO 8217, i **carburanti distillati** sono suddivisi in quattro classi: **DMX, DMA, DMB** e **DMZ**.

**DMX** è un distillato che viene utilizzato solo su motori più piccoli (scialuppe di salvataggio / unità di emergenza) ed è destinato all'uso all'esterno della sala macchine.

**DMA** e **DMB** differiscono principalmente per il fatto che **DMB** può contenere tracce di carburante residuo. La quarta classe di distillato, **DMZ**, non deve presentare componenti di combustibile residuo, ha un contenuto di aromatici più elevato e una viscosità leggermente aumentata a 40°C rispetto agli altri combustibili del distillato. Questo per garantire che l'iniezione di carburante possa continuare a raffreddare e lubrificare quando si passa da un carburante marino di bassa qualità a **DMZ** (ad esempio quando si passa a una ECA).

La norma ISO 8217 definisce anche i parametri di **qualità** di un combustibile per uso marittimo, ad es. infiammabilità (indice di aromaticità del carbonio calcolato/CCAI), il contenuto massimo di acido e metallo e limiti di contenuto di zolfo. In linea di principio, la

---

<sup>22</sup> "RMG 380" o "RMK 380" sono dei tipi di carburante marino residuo (RM) la cui classificazione G o K dipende dal grado di viscosità del carburante. Allo stesso modo sono classificati i distillati marini (DM), DMX, DMA, DMB e DMZ, la cui classificazione X/A/B/Z dipende dalla viscosità del distillato

conformità ai limiti di emissione può essere garantita anche con apparecchiature aggiuntive (sistemi di filtraggio, lavasciuga). Sotto questo profilo, l'armatore è responsabile del rispetto dei limiti di emissione acquistando il combustibile per uso marittimo appropriato per la rispettiva tecnologia della nave.

La classificazione ISO 8217 aggiornata al 2017 è riportata nella Tabella 2, in cui sono indicati i diversi gradi di densità, viscosità, cetano e le altre caratteristiche che rendono un bunker più pulito e raffinato rispetto agli altri.

#### 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 <sup>2</sup> /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 <sup>3</sup>	Max	-	890,0	890,0	900,0			ISO 3675 or ISO 12186; see 6.1	
Cetane index	-	Min	45	40	40	35			ISO 4264	
Sulfur <sup>a</sup>	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 <sup>3</sup>	Max	25	25	25	25 *			ISO 12205	
Fatty acid methyl ester (FAME) *	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 <sup>f</sup>	winter	°C	Max	-16	report	report	-		ISO 3015; see 6.11	
	summer	°C	Max	-16	-	-	-			
Cold filter plugging point <sup>f</sup>	winter	°C	Max	-	report	report	-		IP 309 or IP 612; see 6.11	
	summer	°C	Max	-	-	-	-			
Pour point (upper) <sup>f</sup>	winter	°C	Max	-	-6	-6	0		ISO 3016; see 6.11	
	summer	°C	Max	-	0	0	6			
Appearance			Clear and Bright *				*		see 6.12	
Water	volume %	Max	-	-	-	0,30 <sup>g</sup>			ISO 3733	
Ash	mass %	Max	0,010	0,010	0,010	0,010			ISO 6245	
Lubricity, corrected wear scar diameter (WSD) at 60 °C <sup>h</sup>	µm	Max	520	520	520	520 <sup>g</sup>			ISO 12156-1	

- a 1 mm<sup>3</sup>/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 %).

Tabella 18 - Classificazione ISO 8217: Requisiti tecnici per oli combustibili marini distillati.

**REQUIREMENTS FOR MARINE RESIDUAL FUELS**

Characteristic	Unit	Limit	Category ISO-F-											Test method reference				
			RMA				RMB				RMC				RMD			
			10	30	80	180	180	380	500	700	380	500	700					
Kinematic viscosity at 50 °C	mm <sup>2</sup> /s <sup>a</sup>	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 <sup>3</sup>	Max	900,0	900,0	975,0	991,0	991,0				1010,0				ISO 3875 or ISO 12180; see 6.1			
CCAI	-	Max	850	880	880	880	870				870				see 6.2			
Sulfur <sup>b</sup>	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 <sup>c</sup>	mg KOH/g	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) <sup>d</sup>	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 10470; 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 500; see 6.17				

- <sup>a</sup> 1 mm<sup>2</sup>/s = 1 cSt.  
<sup>b</sup> The purchaser shall define the maximum sulfur content in accordance with relevant statutory limitations. See Introduction.  
<sup>c</sup> See Annex E.  
<sup>d</sup> Purchasers should confirm that this pour point is suitable for the ship's intended area of operation.

Tabella 19 - Classificazione ISO 8217: Requisiti tecnici per oli combustibili marini residui.

#### 4.2.4 Gli oli pesanti conformi alle limitazioni di zolfo

Gli oli conformi sono gli oli con contenuto di zolfo inferiore allo 0,5%, limite imposto dalla MARPOL. Sono attualmente poco utilizzati sul mercato, dato il prezzo elevato e la scarsa disponibilità sotto il profilo dell'offerta. Tuttavia, dall'entrata in vigore della nuova regolamentazione MARPOL prevista per il 1° gennaio 2020, questi saranno gli oli combustibili su cui il mercato punterà maggiormente, almeno nel breve termine, per poter rispettare i limiti di zolfo connessi all'utilizzo dei carburanti marini

In relazione agli oli combustibili residui a basso tenore di zolfo si possono elencare i seguenti:

- Very-Light Sulfur Fuel Oil (VLSFO) – contenuto di zolfo <0,5%:
  - VLSFO 380: Olio combustibile intermedio a basso contenuto di zolfo (<0,5%) con una viscosità massima di 380 centistoke;
  - VLSFO 180: Olio combustibile intermedio a basso contenuto di zolfo (<0,5%) con una viscosità massima di 180 centistoke.
- Ultra-Light Sulphur Fuel Oil (ULSFO) – contenuto di zolfo <0,1%, permesso anche in area SECA:



- ULSFO 380 - Olio combustibile intermedio a basso contenuto di zolfo (<0,1%) con una viscosità massima di 380 centistoke;
- ULSFO 180 - Olio combustibile intermedio a basso contenuto di zolfo (<0,1%) con una viscosità massima di 180 centistoke.

Il **very light sulphur fuel oil (VLSFO)**, in particolare, è un olio combustibile a bassissimo contenuto di zolfo (< 0,50% in massa) con una viscosità di 180 Cks o 380cks. Tuttavia il contenuto di zolfo del VLSFO è solitamente maggiore dello 0,1% ed è quindi non adatto per la navigazione in area SECA. La famiglia VLSFO max. 0,50% SO<sub>x</sub> è una gamma di tipi di carburanti misti tra distillati (DM) e residui (RM). Le caratteristiche del carburante che possono variare rispettando lo 0,50% di SO<sub>x</sub> sono la viscosità, la densità, il punto di scorrimento e il contenuto di materiale catalitico. Questi parametri sono tutti importanti da considerare poiché influiscono su molti dei sistemi di bordo.

Si presume che i tipi VLSFO S 0,50% saranno classificati all'interno della ISO 8217, lo standard dei bunker ad ora esistente. Le caratteristiche del carburante entro un certo grado ISO 8217 potrebbero differire maggiormente in futuro, poiché si prevedono maggiori variazioni nei flussi di raffinati usati. Il gruppo di lavoro della ISO 8217 sta preparando una specifica disponibile al pubblico (PAS) che fornirà una guida all'applicazione dei Combustibili VLSFO coerenti allo standard ISO 8217 allo 0,50%.

La Tabella 20 mostra alcune caratteristiche di alcuni di questi campioni di VSLO compatibili con gli standard ISO.

PARAMETRO	SANTOS	SANTOS/ROTTERDAM	FOS	AVILES	ST. PETE 1	ST. PETE 2
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	<b>0,13</b>	0,01	0,01	0,01
TSP (% m/m)	0,01	0,01	<b>0,11</b>	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

Tabella 20 - Caratteristiche di diverse tipologie di VLSFO (Fonte: ISO 8217)



Lo scopo principale di questi carburanti sarà quello di fornire un'alternativa meno costosa al MGO 0,5% SO<sub>x</sub>.

Dal punto di vista del soggetto armatore e focalizzandosi sui profili gestionali connessi alle operations, durante la conversione da HFO/IFO a VLSFO sarà necessario assicurarsi che la tecnologia del motore sia compatibile con VLSFO e che non si creino problemi di stabilità del carburante.

La **stabilità** di un combustibile residuo è definita dalla sua resistenza a fluire e a creare fanghi asfaltenici anche se sottoposto a forze come riscaldamento e lunghi tempi di conservazione. Nel ISO 8217: 2017, la stabilità del carburante viene misurata mediante il metodo dei sedimenti totali. Maggiore è la quantità di sedimento misurato, maggiore è il sedimento previsto cadere dal carburante, causando così fanghi. La compatibilità del carburante è una misura della stabilità di un carburante se miscelato con un altro carburante e la tendenza della miscela a formare fanghi e depositi. Questo processo può avvenire immediatamente dopo la miscelazione o successivamente a seconda del grado di stabilità del carburante e il processo non è reversibile. I problemi che ne derivano sono problemi nel sistema di pulizia del carburante con fanghi nei serbatoi e nel sistema di alimentazione, che può provocare filtri bloccati. I problemi di incompatibilità sono sempre stati presenti in relazione alla gestione di impianti motore quali quelli impiegati su navi commerciali ma le problematiche connesse all'incompatibilità potrebbero diventare più frequenti, poiché verranno utilizzati nuovi flussi di raffineria per produrre VLSFO allo 0,50%.

Si prevede che la composizione di VLSFO varierà significativamente tra i continenti: si prevede che i volumi europei contengano significativi volumi di residui atmosferici a basso contenuto di zolfo, mentre i volumi asiatici/americani conterranno porzioni significative di residui ad alto contenuto di zolfo. Queste differenze destano serie preoccupazioni di incompatibilità; e non solo incompatibilità tra prodotti diversi ma anche tra i lotti dello stesso prodotto.

Individualmente, i prodotti VLSFO possono superare i criteri di stabilità della ISO 8217 ma diventano instabili se miscelati insieme, determinando quindi una condizione di incompatibilità. La raccomandazione generale è quella di evitare o ridurre al minimo il mescolamento del carburante o, ancor meglio, separare completamente lo stoccaggio e la gestione dei carburanti a bordo della nave, con linee separate di bunker, serbatoi separati di stoccaggio, insediamento e manutenzione.

In relazione all'utilizzo dell'ULSFO, questo è invece un olio combustibile con residui di zolfo ultra-bassi (ULSFO) con un contenuto zolfo inferiore allo 0,1% e con viscosità tra 180 cks e 380 cks, adatto alla navigazione in area SECA. L'ULSFO è una miscela di un combustibile distillato con una piccola quantità di olio combustibile residuo (tipo DMB). Questo carburante

presenta viscosità e densità inferiori, migliori proprietà di accensione e combustione rispetto ai combustibili marini residui convenzionali.

Alcune caratteristiche comuni dei nuovi carburanti allo zolfo allo 0,10% sono:

**Compatibilità e stabilità:** Gli ULSFO sono più paraffinici e aumentano il rischio di incompatibilità con i convenzionali combustibili residui, come il DMA miscelato con combustibili residui convenzionali.

**Viscosità:** la viscosità è inferiore ai combustibili residui convenzionali ma superiore al DMA. Potrebbe richiedere il riscaldamento.

Potrebbe esserci un rischio ridotto di **shock termico** durante la commutazione.

**Densità:** la densità è inferiore rispetto ai carburanti residui convenzionali; ciò può richiedere la regolazione delle centrifughe a assicurare un'adeguata pulizia del carburante.

I nuovi carburanti hanno generalmente un'eccellente **qualità di accensione**.

**Punto di scorrimento:** i carburanti ULSFO devono essere conservati ad almeno 10 °C sopra il punto di scorrimento. Questi carburanti possono avere diverse caratteristiche di flusso freddo rispetto ai carburanti convenzionali e considerando solo il punto di scorrimento non è sufficiente per garantire funzionamento senza problemi.

Come per il caso del VLSFO le principali considerazioni tecniche per armatori e operatori sono:

**Configurazione** del serbatoio della nave e sistema di alimentazione: si consiglia un sistema di alimentazione completamente separato per evitare incompatibilità e formazione di fanghi durante la commutazione dal combustibile residuo convenzionale. Inoltre, la pulizia del serbatoio è consigliata quando si riforniscono questi carburanti.

**Requisiti di riscaldamento:** A causa delle loro proprietà di flusso freddo, potrebbe essere necessario il riscaldamento permanente del combustibile minimizzare il rischio di formazione di cera, anche in deposito (specialmente nelle regioni più fredde).

**Sistema di trattamento del carburante:** Seguire le raccomandazioni dell'OEM e del fornitore del carburante. Evitare il surriscaldamento.

**Procedure di sostituzione del carburante** HFO - ULSFO non sono diverse rispetto a DMA - HFO; cambio controllato minimizza il rischio di shock termico del componente e incompatibilità del carburante.

Ogni nuovo combustibile allo zolfo allo 0,10% ha una sua formulazione unica. Pertanto, i nuovi carburanti allo zolfo allo 0,10% hanno le loro specifiche in termini di conservazione, manipolazione e utilizzo. Qui di seguito un esempio di possibili miscele di ULSFO

	SUPPLIER A	SUPPLIER B	SUPPLIER C	SUPPLIER D	SUPPLIER E	SUPPLIER F	SUPPLIER G	SUPPLIER H	SUPPLIER I
DENSITY (Kg/M <sup>3</sup> _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

Tabella 21 – Caratteristiche di diverse tipologie di ULSFO (Fonte: ISO 8217)

#### 4.2.5 Gli oli pesanti abbinati ai sistemi di depurazione dei gas di scarico (EGCS)/scrubber.

L'alternativa all'uso di carburanti marini con un contenuto di zolfo molto ridotto nelle ECA è costituita dall'uso degli scrubber. Questa tecnologia, che non prevede investimenti in refitting del motore nave, come nel caso di utilizzo delle energie alternative e degli oli combustibili con contenuto SOx minori di 0,5%, prevede l'iniezione di acqua nel flusso di scarico per ridurre lo zolfo e altre emissioni. Tuttavia, il refitting di una nave già esistente mediante l'introduzione di questa tecnologia determina investimenti significativi da parte dell'armatore (diversi milioni di euro a seconda della tipologia di asset nave e del tipo di scrubber installato). Inoltre, la necessità di mettere in carenaggio la nave per le operazioni di intervento per periodi di tempo non brevi comporta anche la riduzione dei ricavi e dei flussi di cassa positivi originati dalla gestione dell'asset nave, con ulteriori implicazioni finanziarie negative per armatori e ship owners. D'altra parte, l'introduzione dello scrubber consente l'utilizzo di carburanti marini ad alto contenuto di zolfo, che notoriamente presentano prezzi più contenuti rispetto ai nuovi carburanti conformi.

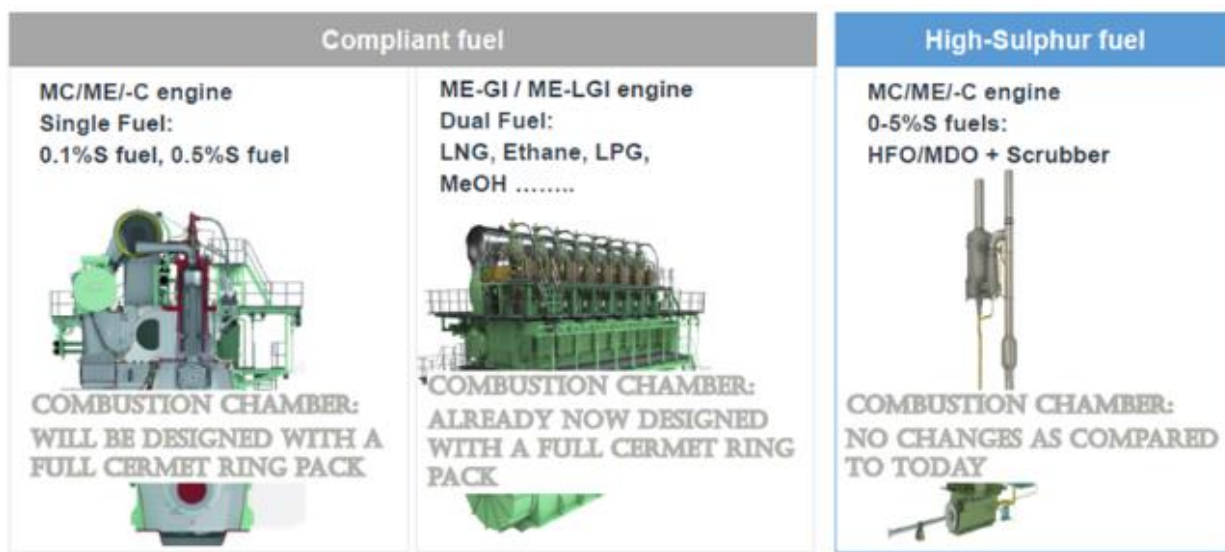


Figura 9 - Utilizzo degli scrubber e impatto sulla meccanica nave (Fonte: EGCSA)

Esistono diversi modelli di sistemi di depurazione dei gas di scarico marini che rimuovono gli ossidi di zolfo dal motore della nave e dai gas di scarico della caldaia. Tuttavia, la maggior parte dei sistemi "a umido" ha 3 componenti di base (Figura 10):

- Un impianto che consente di miscelare il flusso di scarico di un motore o di una caldaia con acqua di mare o di acqua dolce (o entrambi). Per motivi di spazio disponibile e di accesso alle unità di depurazione dei gas di scarico, si trovano in alto nella nave all'interno o intorno all'area dell'imbuto.
- Un impianto di trattamento per rimuovere le sostanze inquinanti dall'acqua di "lavaggio" dopo il processo di lavaggio.
- Strutture per la gestione dei fanghi: i fanghi rimossi dall'impianto di trattamento delle acque di lavaggio devono essere conservati a bordo per lo smaltimento a terra e non possono essere bruciati negli inceneritori della nave.

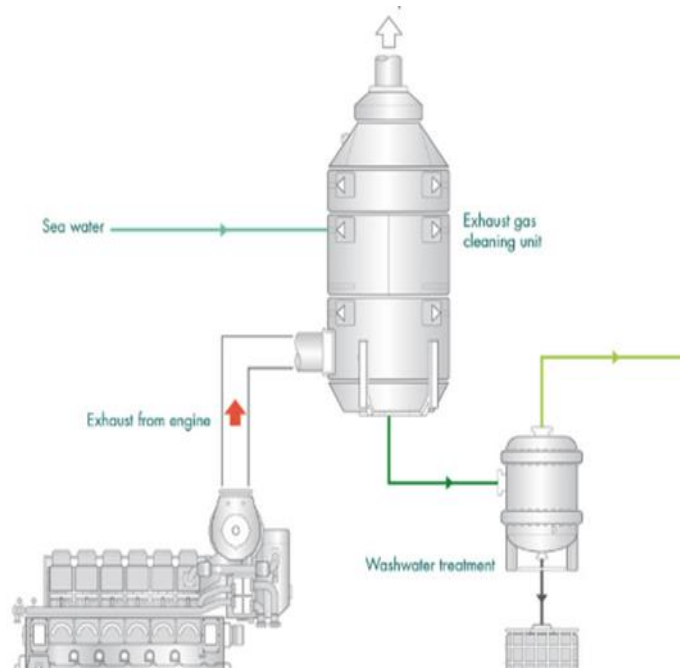


Figura 10 - Elementi costitutivi di un impianto di scrubber (Fonte: EGCSA)

Il sistema può essere di tipo "aperto" (Figura 11), in base al quale l'acqua viene prelevata dal mare, utilizzata per il lavaggio, trattata e scaricata nel mare, con la composizione chimica naturale dell'acqua di mare utilizzata per neutralizzare i risultati della rimozione di SOX. In genere i sistemi di acqua di mare aperti utilizzano 45m<sup>3</sup>/MWh per il lavaggio.

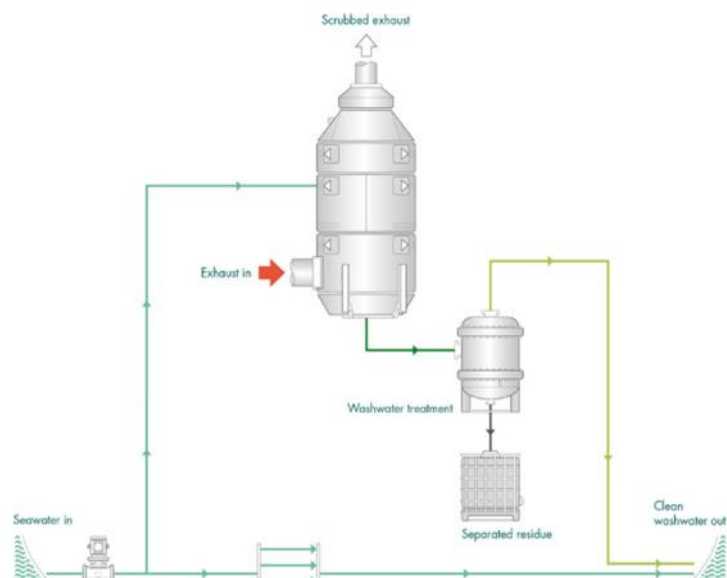


Figura 11 - Sistema di scrubber a circuito aperto (Fonte: EGCSA)

Oppure, il sistema può essere di tipo "chiuso" (Figura 12), nel caso in cui l'acqua dolce trattata con una sostanza chimica alcalina come la soda caustica venga utilizzata per la neutralizzazione e il lavaggio. L'acqua di lavaggio viene ricircolata e le eventuali perdite vengono compensate con acqua dolce aggiuntiva. Una piccola quantità di acqua di lavaggio viene scaricata in un impianto di trattamento prima di essere scaricata in mare.

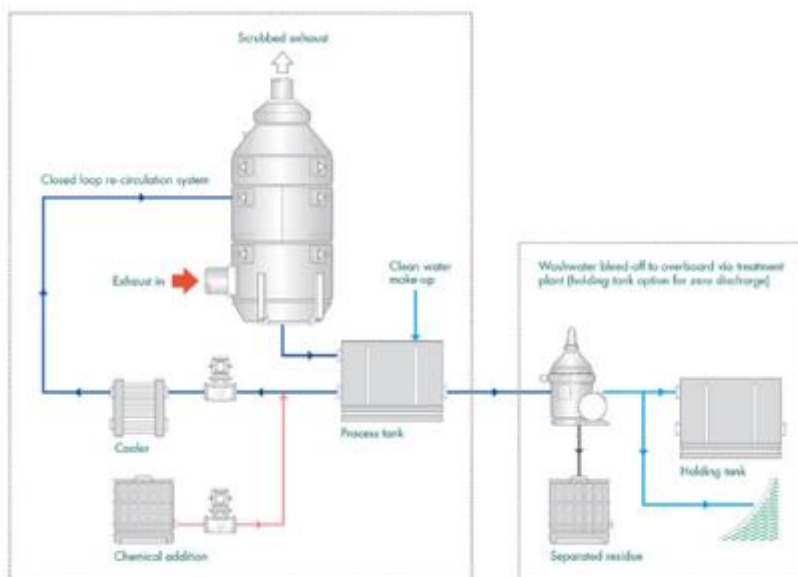


Figura 12 - Sistema di scrubber a circuito chiuso (Fonte: EGCSA)

I sistemi di acqua dolce normalmente chiusi hanno una velocità di scarico di 0,1- 0,3 m<sup>3</sup> / MWh sebbene il sistema mostrato possa funzionare con scarico zero per periodi limitati. I sistemi ibridi (Figura 13; Figura 14), infine, possono funzionare in modalità ad anello aperto o chiuso e, a seconda della progettazione, possono funzionare sia in acqua dolce che in acqua di mare in modalità ad anello chiuso.

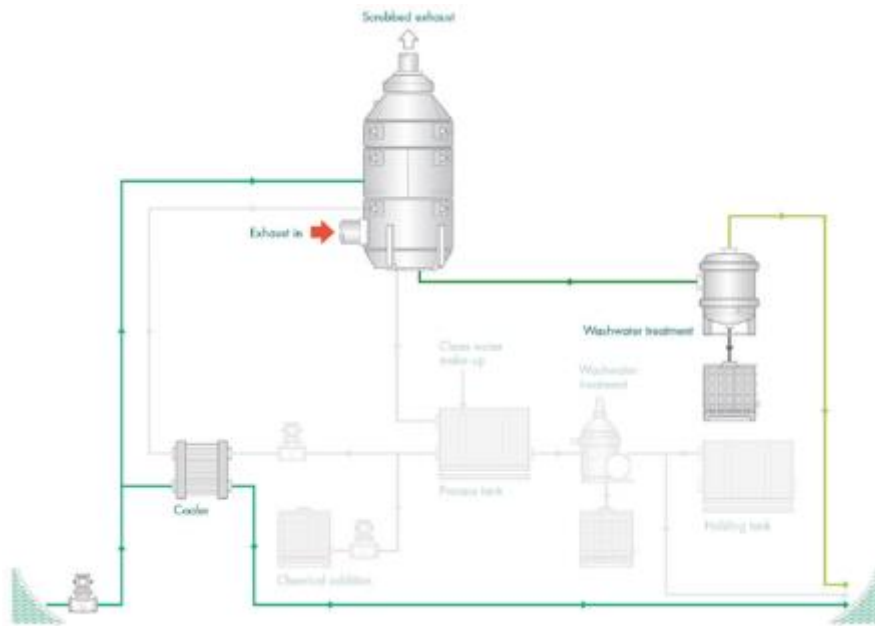


Figura 13 - Sistema scrubber ibrido a circuito aperto (Fonte: EGCSA)

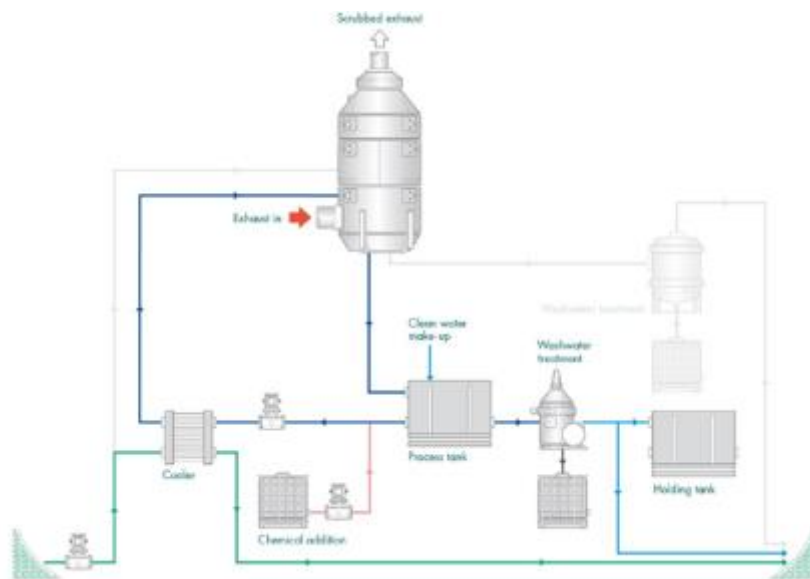


Figura 14 Sistema scrubber ibrido a circuito chiuso (Fonte: EGCSA)



#### 4.2.6 Gli oli distillati (Olio Diesel Marino e Gasolio Marino)

I distillati sono tutti quei componenti del petrolio greggio che evaporano nella distillazione frazionata e vengono quindi condensati dalla fase gassosa in frazioni liquide.

I carburanti distillati possono essere utilizzati nelle navi alimentate a HFO con minime modifiche al sistema di alimentazione. Già oggi abitualmente le navi passano dall'alimentazione HFO a quella con carburanti distillati quando entrano nelle acque europee e nordamericane designate come aree di controllo delle emissioni di zolfo (SECA)

I carburanti distillati sono significativamente più costosi dell'olio combustibile pesante, quindi l'olio combustibile pesante viene ancora utilizzato prevalentemente nelle spedizioni commerciali. All'inizio di aprile 2016, il prezzo del gasolio per uso marittimo, ad esempio, era più del doppio di quello del gasolio pesante.

I carburanti marini che rientrano negli oli distillati sono l'Olio Diesel Marino (MDO) e il Gasolio Marino (MGO).

##### 4.2.6.1 Olio Diesel Marino (MDO)

L'Olio Diesel Marino (**MDO** - Marine Diesel Oil): è un carburante marino (chiamato anche gasolio marino) che è composto da varie miscele di distillati e olio combustibile pesante. A differenza dei carburanti diesel utilizzati a terra per auto e camion, il gasolio per uso marittimo non è quindi un distillato puro e ha una densità maggiore. Ha una bassa viscosità fino a 12 cSt e quindi non deve essere riscaldato per l'uso nei motori a combustione interna. Solitamente il contenuto di zolfo è minore del 1% e talvolta è usato anche come sinonimo del termine "olio combustibile intermedio" (IFO) o "distillato medio" a seconda della quantità di olio combustibile pesante presente. In linea generale viene adottata la seguente classificazione:

- olio diesel marino in generale: una miscela di distillati e olio combustibile pesante.
- olio diesel marino in senso stretto: miscela di distillati e olio combustibile pesante, ma con bassissimo contenuto di olio combustibile pesante (combustibili DMB e RMA10).
- olio combustibile intermedio (IFO): diesel marino con proporzioni più elevate di olio combustibile pesante.

Secondo lo standard internazionale ISO 8217 "Petroleum Products - Fuel (class F)", il gasolio per uso marittimo diesel con una percentuale inferiore di olio combustibile pesante comprende i carburanti DMB e RMA 10. I componenti dell'olio combustibile denso nell'olio diesel marino DMB - classificato come distillato secondo ISO 8217 - provengono principalmente da residui di olio combustibile pesante dei serbatoi in cui è immagazzinato DMB. A causa di questo inquinamento da olio combustibile pesante, i suoi cambi di colore

possono variare dal marrone chiaro al nero. Poiché i limiti di emissione per le zone di controllo delle emissioni (ECA) diventano sempre più severi, la DMB con il suo contenuto di zolfo relativamente elevato di circa il 2% viene utilizzata meno frequentemente.

Secondo la norma ISO 8217, l'olio diesel marino RMA 10 conta già come combustibile residuo. Ha una viscosità contenuta e con valori prossimi al DMB, ma un contenuto di zolfo massimo consentito del 3,5% e anche una percentuale più elevata di olio combustibile pesante. Pertanto, questo tipo di carburante è generalmente più scuro del DMB. Il suo spettro di colori inizia dal marrone scuro e termina allo stesso modo in nero.

Gli oli combustibili intermedi sono neri a causa della loro maggiore percentuale di olio combustibile pesante. Nella norma ISO 8217, i carburanti IFO con designazioni RME, RMG e RMK e viscosità di 180 mm<sup>2</sup>/s o di 380 mm<sup>2</sup>/s sono considerati combustibili residui. Questi oli diesel marini sono già così viscosi che devono essere riscaldati in modo da poter essere pompati.

L'olio diesel marino è venduto con diversi livelli di zolfo. Ad esempio, IFO 180 e IFO 380 possono avere un contenuto massimo di zolfo del 3,5% secondo ISO 8217. Sono anche venduti in una variante a basso contenuto di zolfo, che ha un contenuto di zolfo inferiore all'1%. Le navi potrebbero persino entrare in un'area di controllo delle emissioni (ECA) impiegando questo tipo di soluzione. Tuttavia, se gli armatori utilizzano una combinazione motore-carburante con un elevato contenuto di zolfo, i valori limite di emissione possono essere raggiunti anche utilizzando una tecnologia aggiuntiva (sistemi di filtraggio, impianti di lavaggio). I loro diversi rapporti di miscelazione consentono di utilizzare olio diesel marino in molti motori diversi. Versioni più leggere come DMB e RMA 10 vengono utilizzate per alimentare motori marini e unità ausiliarie più piccoli di media e alta velocità, nonché motori ausiliari su navi molto grandi, mentre il più viscoso IFO 380 è utilizzato principalmente per alimentare i motori principali di unità di grande dimensione. L'olio diesel marino leggero e a basso contenuto di zolfo viene talvolta bruciato anche nei motori più grandi, ogni volta che viene attraversata un'area con limiti di emissione più severi. Una volta fuori dall'area, la nave tornerà a un combustibile per uso marittimo con emissioni più elevate.

#### 4.2.6.2 Il Gasolio Marino (MGO)

Il Gasolio Marino (**MGO** - Marine Gas Oil): è un gasolio marino prodotto esclusivamente con distillato, con un contenuto di zolfo minore dello 0,5%.

Il gasolio marino di solito consiste in una miscela di vari distillati. E' simile al gasolio per autotrazione ma ha una densità maggiore. Analogamente all'MDO e a differenza dell'olio combustibile pesante (HFO), il gasolio marino non deve essere riscaldato durante lo stoccaggio, e può essere utilizzato in macchine e generatori a quattro tempi. Questo

carburante soddisfa le specifiche ISO-F DMA e il limite di zolfo richiesto per tutti i porti europei.

Il gasolio per mare ha proprietà simili a quelle dell'olio per riscaldamento e pertanto, quest'ultimo viene talvolta fornito come combustibile per uso marittimo in caso di carenza di gasolio per uso marittimo secondo la designazione DMA ISO 8217. In tal caso, tuttavia, il punto di infiammabilità dell'olio riscaldante rietichettato deve essere superiore a 60 °C. Inoltre, è necessario garantire che la tecnologia del motore o eventuali sistemi di filtro di scarico installati sulle navi siano compatibili con il contenuto di zolfo relativamente basso dell'olio da riscaldamento.

L'MGO ha un colore che varia dal trasparente al chiaro. Al fine di prevenire - o consentire il rilevamento - l'uso improprio di olio combustibile o gasolio marino a basso regime fiscale e relativamente economico (che di fatto è spesso lo stesso carburante) nella navigazione interna, si usano dei coloranti: il gasolio marino viene colorato di rosso mentre, se lo stesso carburante per uso marittimo viene utilizzato nelle spedizioni per vie navigabili interne, come l'olio per riscaldamento, deve essere contrassegnato con un colorante giallo solvente.

I requisiti di base per i carburanti marini sono definiti nella norma ISO 8217. I gradi di qualità DMX, DMA, DMB e DMZ secondo ISO 8217 "Prodotti petroliferi - Carburante (classe F)" sono anche comunemente chiamati gasolio per uso marittimo anche se, poiché il combustibile per uso marittimo DMB può contenere anche una piccola percentuale di olio combustibile pesante, e quindi non è un distillato puro, non è un "vero" gasolio marino.

Il contenuto massimo consentito di zolfo del gasolio marino, secondo il marchio di qualità ISO 8217 DMA, è pari all'1,5%.

Il Gasolio Marino a basso contenuto di zolfo (**LSMGO**): ha un contenuto di zolfo inferiore a 0,1%. Questo carburante deve essere utilizzato nei porti e negli ancoraggi dell'UE o nelle aree di controllo delle emissioni (ECA).

Il Gasolio Marino a bassissimo contenuto di zolfo (**ULSMGO**) ha un contenuto di zolfo massimo dello 0,0015%. Negli Stati Uniti è indicato come diesel a bassissimo tenore di zolfo, nell'UE come gasolio per autotrazione (zolfo massimo 0,001%).

Tutti questi distillati possono essere utilizzati a partire dal 2020. Tra questi l'LSMGO e l'ULSMGO possono essere utilizzati nell'area SECA, mentre nel caso dell'MDO e dell'MGO, l'impiego in questo tipo di aree dipende dalla specifica qualità del gasolio bruciato.

Rispetto ai carburanti marini con una proporzione più o meno grande di olio combustibile pesante, le emissioni dal gasolio marino contengono significativamente meno particolato e fuliggine. Poiché il contenuto di zolfo del combustibile distillato può essere mantenuto in proporzioni molto basse, e le raffinerie stanno ottimizzando i processi al fine di produrre sempre meno carburante residuo (olio combustibile pesante) a fronte del calo del prezzo

dell'olio combustibile pesante, gli esperti del settore prevedono che il gasolio per uso marittimo verrà utilizzato più frequentemente in futuro e, di conseguenza, la tecnologia dei motori marini sarà destinata ad adattarsi a questi nuovi trend.

### 4.3 Carburanti alternativi agli oli residui e distillati

Oltre agli oli residui e distillati, è possibile individuare anche nuove opzioni tecnologie come possibili alternative per la propulsione navale. Le tecnologie che appaiono più promettenti a fronte dei recenti sviluppi sul piano tecnologico-produttivo sono quelle relative al **gas di petrolio liquefatto (GPL)** e al **gas naturale liquefatto (GNL)**. Il GPL e il GNL pur essendo carburanti di origine fossile, sono stati inseriti nella lista dei carburanti alternativi perché, almeno in una prima fase, sostituiranno la benzina ed il diesel nel trasporto marittimo, prima della decarbonizzazione totale del trasporto.

Il vantaggio nell'utilizzo di questi due carburanti è legato alla loro elevata densità energetica ed un più basso impatto ambientale rispetto agli altri carburanti fossili liquidi, presentando una forte riduzione delle emissioni di NOx e di particolato, assenza di emissioni di SOx, ed una riduzione delle emissioni di CO2. Questi carburanti sono prodotti attualmente a partire mediante combustibili fossili, ma in futuro potrebbero essere prodotti da biomasse e rifiuti organici per fermentazione anaerobica in maggiori proporzioni rispetto ai valori attuali. In particolare il biometano potrebbe anche essere prodotto per "metanizzazione" di idrogeno (reazione con CO2) generato dall'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, contribuendo ulteriormente, pertanto, alla decarbonizzazione del trasporto.

Un'ulteriore alternativa ai più tradizionali carburanti marini è costituita dai biocarburanti quali il biometano, il bioetanolo, il Fatty Acid Methyl Esters (FAME; biodiesel), l'Hydrogenated Vegetable Oil (HVO; biodiesel e biocherosene), i Gas to liquids (GTL) che indicano biodiesel e biocherosene, il Dimethyl ether (DME) che rappresenta un sostituto del diesel, il biobutanolo (alternativo alla benzina e al diesel) ed anche il bioidrogeno. I biocarburanti possono essere miscelati con i combustibili fossili o utilizzati puri con piccole modifiche dei motori e non richiedono, come per tutti gli altri carburanti alternativi, realizzazione di infrastrutture particolari per il loro sviluppo. I biocarburanti da prendere in considerazione per il futuro sono solo quelli ottenuti da biomasse non utilizzate per alimentazione umana ed animale, che non portano alla deforestazione. Queste biomasse possono essere rifiuti organici di attività diverse e/o coltivazioni energetiche ottenute in terreni marginali (non utilizzabili per produzioni alimentari). I biocarburanti portano senz'altro ad una riduzione della produzione di CO2 e alla riduzione di SOx e sono rinnovabili, ma non portano alla eliminazione completa del particolato e di NOx (fonte: Federchimica, 2016, i carburanti alternativi per contrastare i cambiamenti climatici e l'inquinamento delle città, sesta conferenza nazionale su chimica&energia).

A livello mondiale, l'adozione di carburanti marini e tecnologie alternative in ambito marittimo-portuale sta accelerando in modo significativo (anno di riferimento 2019), ma

costituisce ancora una porzione risibile del tonnellaggio ordinato di nuovi ordini, in ragione del fatto che la maggior parte del naviglio utilizza ancora carburanti tradizionali. Le statistiche attuali mostrano che meno dell'1% delle navi della flotta mondiale utilizza carburanti alternativi (DNV GL, 2019). In particolare, l'impiego di carburanti e tecnologie a "basse" o a "zero" emissioni riguardano il segmento dei trasporti marittimi a corto raggio e le navi dedite al trasporto di persone, con impatti ancora limitati in termini di miglioramento complessivo delle emissioni inquinanti totali riconducibili al settore. Fatta eccezione per l'elettrificazione in corso di oltre 100 traghetti RO-RO nel segmento a corto raggio, i carburanti alternativi già implementati sono principalmente i combustibili fossili e non l'energia elettrica.

Dall'osservazione dei dati riportati in Figura 15 appare anche evidente l'interesse per gli operatori del settore nei confronti di soluzioni basate sull'impiego di GNL e di batterie per la piena energia elettrica o di soluzioni ibride, specie in relazione alle tipologie di asset nave impiegate a corto raggio.

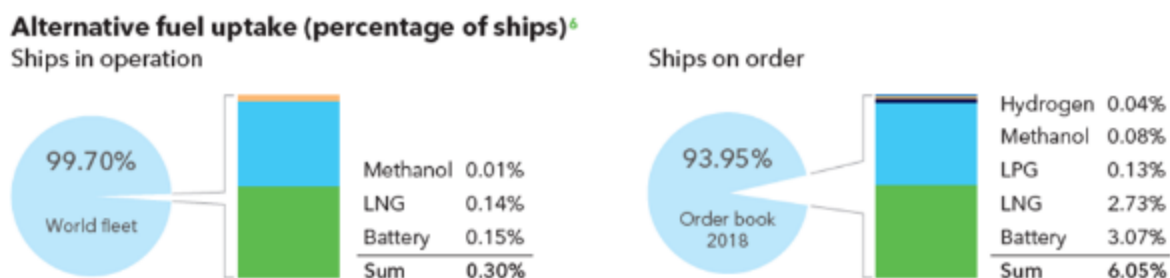


Figura 15 - Distribuzione fuel alternativi (percentuale di navi) - Fonte: DNV GL 2019

#### 4.3.1 GPL

Il **GPL**, ottenuto essenzialmente dalla raffinazione del petrolio (dalla testa della prima colonna di distillazione ed in minor misura dal gas naturale e dal gas emesso dai pozzi di petrolio), è costituito essenzialmente da propano e butano con tracce di pentano. Viene immagazzinato e trasportato liquido ad una pressione fra 2 e 20 bar.

#### 4.3.2 GNL

Il **GNL** è destinato in futuro a conseguire un elevato livello di diffusione come carburante a basso impatto ambientale per la navigazione marina a lunga distanza (>1.000 km): in tal

senso, infatti, l'elevata densità energetica lo rende particolarmente adatto alle lunghe percorrenze rispetto al GPL.

Il confronto con gli altri combustibili può essere fatto sulla base delle emissioni di SOx, che dipende dal contenuto di zolfo, delle NOx, che dipende dal carico del motore e dalla tecnologia, dalle emissioni di particolato.

Le specifiche tipiche dello zolfo nel GNL sono inferiori a 30 parti per milione (ppm) di zolfo totale. Questo rappresenta circa lo 0,004% dello zolfo in massa. I livelli di zolfo del GNL sono quindi 1/875° dei limiti attuali di olio combustibile pesante (HFO) e 1/25° dei futuri limiti ECA.

In confronto, il marine diesel oil (MDO) contiene circa l'1% di zolfo e il marine gas oil (MGO) lo 0,1% di zolfo. Il diesel EN 590 (carburante diesel per uso stradale utilizzato dalle navi nelle vie d'acqua interne in Europa) ha solo lo 0,001% di zolfo. MDO e HFO avrebbero bisogno della tecnologia degli scrubber per rispettare i limiti ECA.

Le emissioni di NOx dipendono molto dal carico del motore e dalla tecnologia. Nessuna delle opzioni a olio combustibile è in grado di soddisfare i limiti del Livello III senza ausilio. L'HFO ha livelli di NOx marginalmente più alti, ma generalmente paragonabili, rispetto al MDO. I sistemi a olio combustibile dovranno essere equipaggiati con la tecnologia di riduzione selettiva catalitica (SCR) o di ricircolo dei gas di scarico (EGR) per ridurre le emissioni di NOx a livelli paragonabili ai motori alimentati a GNL. Alcuni motori GNL possono anche necessitare di SCR.

L'utilizzo del GNL riduce le emissioni di PM di circa il 90% rispetto ai motori HFO. La Figura 16 riassume le varie opzioni conformi con pro e contro. Ovviamente i motori a doppia alimentazione che utilizzano GNL e diesel produrranno ovviamente materia particolata (PM).

Inoltre, il vantaggio del GNL rispetto al GPL è quello di essere disponibile laddove non ci sono gasdotti. Il GNL, infatti, può essere importato mediante trasporto via mare da Paesi per i quali non siano disponibili connessioni e collegamenti diretti con gasdotti: ciò non solo influenza positivamente le dinamiche connesse alla sicurezza della fornitura (aumentando le opzioni di acquisto per l'acquirente) ma determina anche implicazioni positive in relazione al prezzo d'acquisto. Il problema, in questo caso, attiene alla disponibilità di terminal portuali atti all'attracco di navi per il trasporto di GNL e facilities per il bunkering di GNL, capillarmente distribuite sul territorio.

Il gas naturale liquefatto (GNL) si è distinto come alternativa ai carburanti tradizionali a base di petrolio anche se la conversione di una nave alimentata a petrolio a una alimentata a GNL è costosa e le infrastrutture di rifornimento di GNL a sinistra nave sono scarse.



Pertanto, le navi alimentate a GNL tendenzialmente sono vettori di GNL (che utilizzano il loro carico come combustibile), o navi di nuova costruzione che sono progettate per funzionare con il GNL.

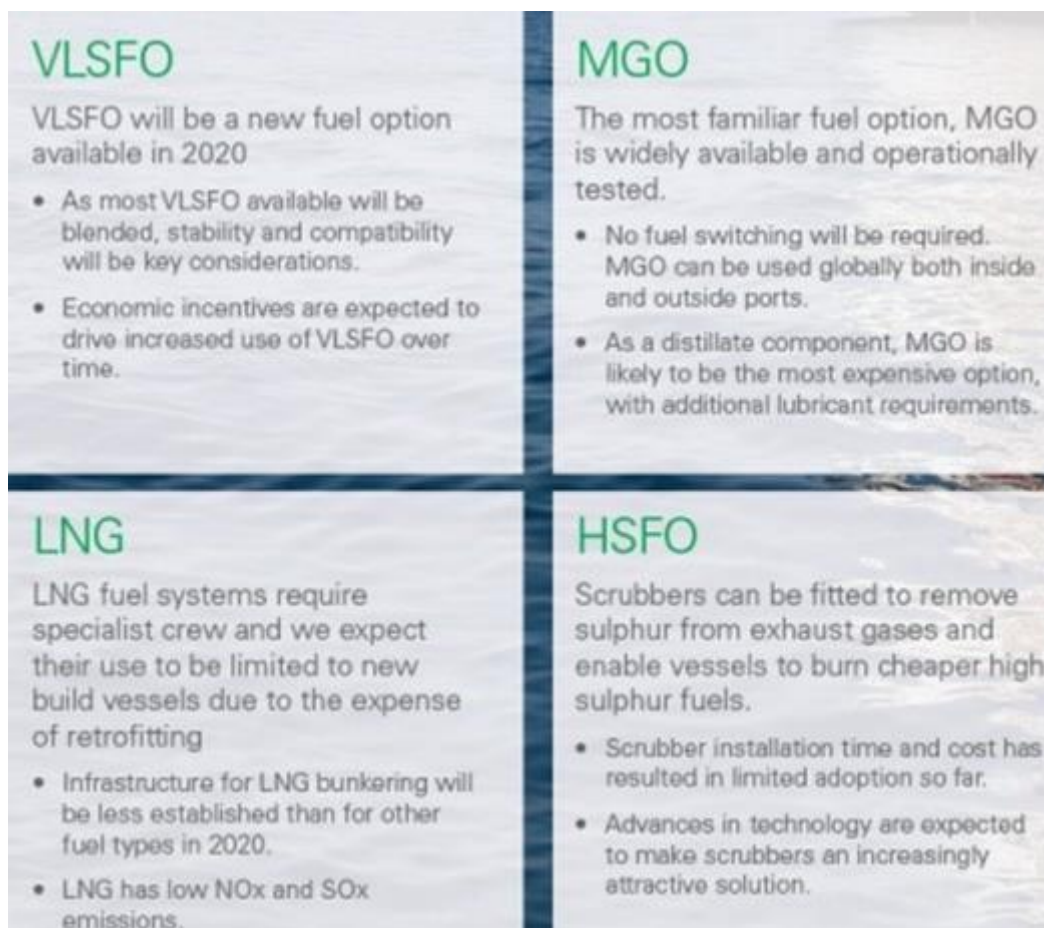


Figura 16 - Punti di vista della British Petroleum (BP) sulle opzioni di conformità

I prezzi all'ingrosso del GNL sono generalmente inferiori ai prezzi dell'olio combustibile residuo e le riserve di gas conosciute sono aumentate costantemente, rendendo i prezzi del gas molto interessanti in alcuni mercati. Laddove è presente un'infrastruttura per l'erogazione di GNL, si prevede che il GNL diventi molto interessante dal punto di vista finanziario come combustibile marino nel breve-medio termine.

Tutte le parti interessate, come autorità, operatori, regolatori, rappresentanti dei Paesi, specialisti e autorità portuali devono essere consapevoli in anticipo delle questioni fondamentali e di base che rendono il GNL diverso dai combustibili convenzionali, in particolare per quanto riguarda il bunkeraggio e le attività operative. Questi sono i



fondamenti per comprendere ed esaminare il GNL, le sue caratteristiche, il suo comportamento, nonché le sue proprietà chimiche e fisiche.

Il GNL oggi è:

- utilizzabile attraverso una tecnologia collaudata: utilizzo, stoccaggio e trasporto sicuri;
- ecologico: minori emissioni di CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub> e PM;
- una soluzione praticabile e sostenibile;
- disponibile.

Il suo utilizzo oggi ha benefici in vari aspetti della vita socio-economica e per l'ambiente con riferimento all'ambito sociale, economico ed ambientale:

- nuove opportunità di lavoro;
- riduzione degli impatti negativi sulla salute nelle aree portuali e costiere abitate;
- riduzione al minimo del degrado del paesaggio, grazie a un'aria più pulita e a livelli di rumore ridotti;
- miglioramento della competitività dei porti;
- spinta delle economie locali grazie alle opportunità che derivano dall'uso del GNL;
- opportunità di investimento attraverso l'adozione della tecnologia GNL;
- conformità alle normative internazionali ed europee nell'ambito della navigazione;
- rispetto ai combustibili marini tradizionali, il GNL consente di ridurre:
  - le emissioni di anidride carbonica (CO<sub>2</sub>) fino al 25%;
  - le emissioni di ossidi di zolfo (SO<sub>x</sub>) fino al 100%;
  - le emissioni di ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>) fino al 95%;
  - la materia particolata (PM) di circa il 99%.

## 5 Principi di base: gas naturale (GN) e gas naturale liquefatto (GNL)

### 5.1 Catene di distribuzione Upstream, Midstream e Downstream del gas e del GNL

Dal 1964, la produzione, l'esportazione, l'importazione e la distribuzione del GNL hanno seguito un processo simile a quello illustrato nella Figura 17. La catena logistica prevede un processo di estrazione, un processo di liquefazione (necessario per il trasporto su cisterne) e immagazzinaggio, trasporto, rigassificazione e successiva distribuzione.

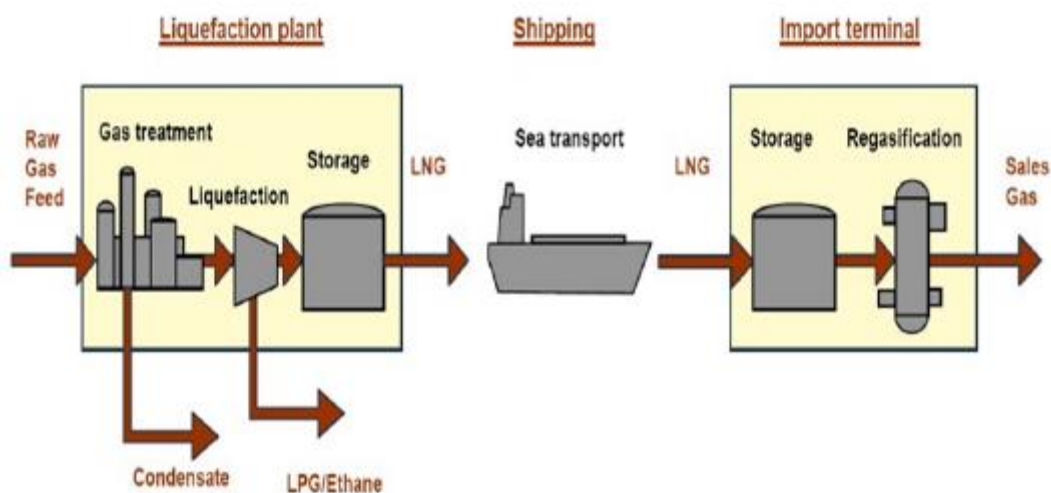


Figura 17 - Catena di processo del GNL

I principali Paesi nei quali avviene l'**estrazione** del gas naturale dalla superficie terrestre sono quelli che hanno grandi riserve tra cui Qatar, Algeria, Australia, Indonesia, Malesia, Nigeria, Trinidad, Brunei, Norvegia, EAU, Egitto, Russia, ecc. sebbene non tutti, come gli Stati Uniti, sono dotati di un'offerta adeguata per poter esportare il prodotto su larga scala che necessita, oltre che impianti di liquefazione per il trasporto navale, anche di impianti di purificazione per la rimozione dei composti non idonei all'uso commerciale (quasi interamente costituito da metano) quali l'etano, il propano, il butano, i pentani, l'idrogeno solforato [H<sub>2</sub>S], biossido di carbonio [CO<sub>2</sub>], elio e azoto), condensato e acqua.

La depurazione del gas naturale avviene presso l'**impianto di liquefazione** attraverso una serie di fasi di lavorazione che consentono la separazione e la rimozione dal gas dei vari composti non idonei prima che lo stesso gas venga liquefatto in modo che possa essere caricato come GNL su cisterne (navi o camion) e consegnato all'utente finale.

Le caratteristiche di combustione e l'uniformità del contenuto sono di fondamentale importanza per ottenere un gas qualitativamente idoneo all'utilizzo e deve contenere in genere l'85-99% di metano. La Figura 18 fornisce una sintesi del processo di stripping che viene utilizzato per rimuovere molti dei composti presenti nel gas di estrazione, prima di iniziare il processo di liquefazione. Più specificamente, l'anidride carbonica (CO<sub>2</sub>) e

l'acqua vengono estratte a monte (upstream) della liquefazione o causerebbero danni agli impianti di liquefazione a causa del congelamento. Gli idrocarburi più pesanti del metano sono talvolta anche separati e venduti come materie prime all'industria petrolchimica o utilizzati come combustibile.

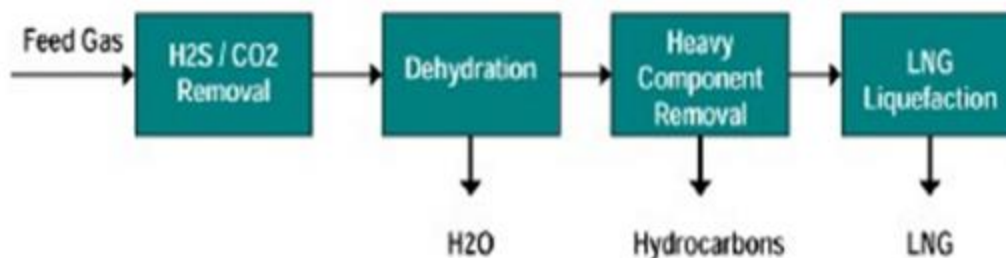


Figura 18 - Flusso del processo di produzione prima della liquefazione del GNL

Una volta rimossa la maggior parte dei contaminanti e degli idrocarburi pesanti dal gas di estrazione, il gas naturale è quasi interamente costituito da metano e viene sottoposto al processo di liquefazione per ottenere la massima riduzione di volume. Il processo di liquefazione avviene attraverso l'applicazione della tecnologia di refrigerazione, che porta il gas fino ad una temperatura di circa  $-162\text{ °C}$  ( $-256\text{ °F}$ ), temperatura alla quale il gas diventa, appunto, liquido (GNL).

Il GNL è un liquido non corrosivo trasparente e incolore come l'acqua, ma pesa circa la metà dello stesso volume d'acqua. Un volume di GNL è pari a circa 600 volumi di gas naturale a temperatura ( $15,6\text{ °C}$  /  $60\text{ °F}$ ) e pressione atmosferica standard.

Al mese di gennaio 2016, la capacità nominale di liquefazione del GNL nel mondo era di 301,5 MTPA (milioni di tonnellate/anno) mentre quella in costruzione era di 142 MTPA.

La modalità di trasporto del GNL avviene principalmente via mare e via camion e in alcune località su rotaia (es. Giappone).

Il trasporto **via mare** viene generalmente effettuato per le grandi distanze, utilizzando vettori di GNL specializzati dotati di sistemi di sicurezza avanzati e consolidati ed equipaggi opportunamente addestrati. Ad oggi sono stati completati oltre 45.000 viaggi senza incidenti che abbiano causato una perdita di carico.

Il GNL trasportato dalle navi viene scaricato ed inviato ai serbatoi di stoccaggio, per essere poi rigassificato tramite i vaporizzatori ed inviato alla rete di distribuzione domestica, intesa come nazionale, oppure viene collegata a livello internazionale con altri gasdotti. Questa fase si può configurare in modi diversi a partire dal tipo di localizzazione dei vari terminal. Per esempio, nel caso di terminali off-shore privi di collegamenti con la rete stradale o

ferroviaria, il primo anello della catena logistica è rappresentato dal punto di carico per navi cisterne destinate a rifornire un'area di stoccaggio intermedio (per esempio un deposito costiero). Nel caso invece di terminali costieri collegati con la rete stradale o ferroviaria può essere predisposto un punto di carico per le autocisterne o i vagoni-cisterna.

Le fasi della catena logistica si configurano con proprie specificità a seconda dei diversi usi finali cui il GNL è destinato: mezzi stradali pesanti, navi, utenze off-grid (civili, industriali) che possono essere alimentate, per esempio, attraverso impianti GNL satellite .

I punti di stoccaggio del GNL sono tradizionalmente dotati di impianti di rigassificazione, che consentono di disporre del gas naturale nelle modalità consuete per la fornitura di: utenze singole per attività produttive, reti isolate di distribuzione locale o stazioni di rifornimento.

Quando i punti di stoccaggio possono essere utilizzati per rifornire direttamente di GNL mezzi di trasporto dotati di serbatoi criogenici che consentono l'alimentazione di propulsori a gas naturale, in questo caso si parla di **punti di stoccaggio satellite**.

Nel caso invece del rifornimento di mezzi per il trasporto terrestre pesante (autocisterne) è necessario che le stazioni di rifornimento si dotino delle tecnologie per rifornire direttamente di GNL i serbatoi criogenici dei veicoli.

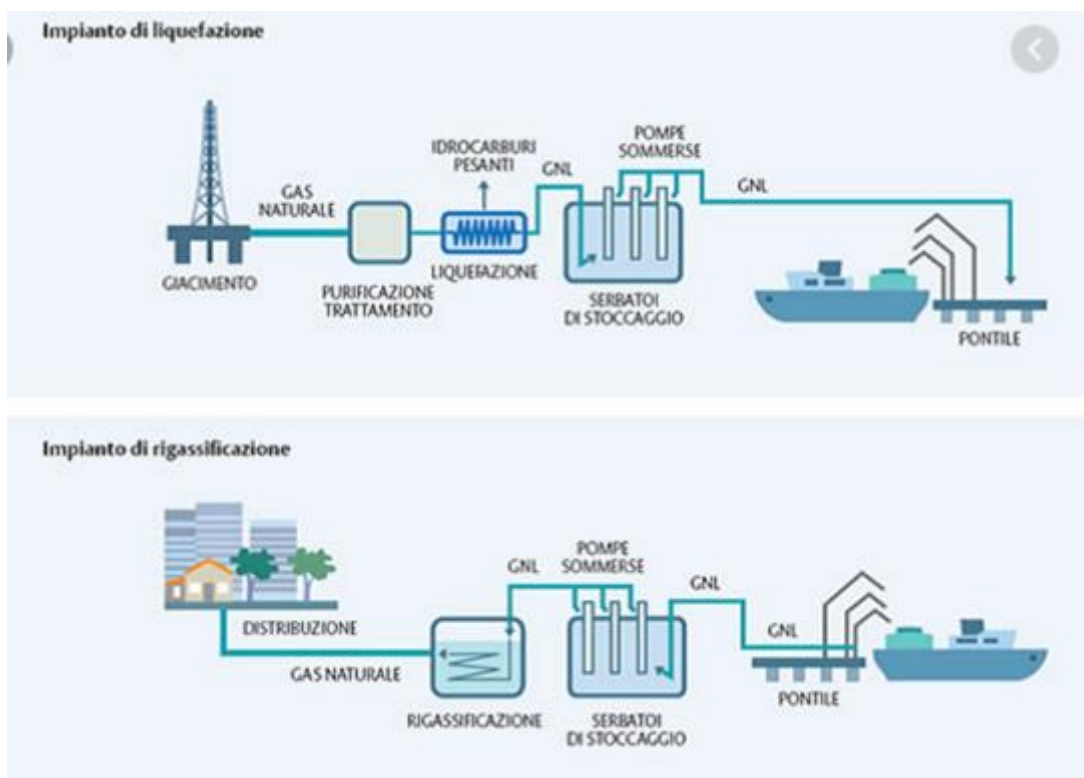


Figura 19 Filiera tecnologica produttiva

I vettori di GNL fondono un design navale convenzionale con materiali specializzati e sistemi avanzati per la gestione dei carichi criogenici. Le navi nono dotate di doppio scafo e sono specificamente progettate per contenere il carico alla, o vicino alla, pressione atmosferica a una temperatura criogenica di circa -162 °C (-259 °F).

I serbatoi di contenimento sono dotati di strati isolanti che isolano il carico del GNL dallo scafo garantendo una distanza minima dai lati e dal fondo dello scafo secondo il Codice IGC (Codice internazionale sul gas dell'Organizzazione marittima internazionale [IMO]) e aggiungono strati di protezione in caso di arenamento o collisione. Inoltre, questo sistema di isolamento limita la quantità di GNL che si vaporizza o va in "boil off" durante i viaggi. Su molte navi di GNL, il gas che evapora viene utilizzato per integrare il combustibile durante il viaggio.



Figura 20 - Vettore di GNL/Yokogawa Electric Corporation

Laddove l'impianto di liquefazione si trova in prossimità di impianti di rigassificazione, il mezzo di trasporto più economico, rapido ed efficace per il trasporto del GNL è quello tramite **autocisterne** specializzate a doppia parete con capacità variabile da 6 a 20 tonnellate. Tale modalità di trasporto avviene dal 1968 ed è oramai una modalità matura e sicura.

Il GNL viene regolarmente trasportato mediante autocisterne in diversi Paesi, inclusi, a titolo esemplificativo ma non esaustivo, Stati Uniti, Giappone, Corea, Regno Unito, Norvegia, Germania, Belgio, Spagna, Portogallo, Cina, Brasile, Turchia e Australia.

La quarta fase nella catena di processo del GNL riguarda i terminal di importazione, che sono strutture marittime o costiere ove i vettori consegnano il GNL che viene immagazzinato prima di essere sottoposto al processo di riconversione alla fase gassosa (**processo di rigassificazione**).

Le operazioni di scarico del GNL utilizzano bracci articolati appositamente progettati per trasferire il carico in sicurezza dalla nave al terminal. Questi bracci articolati sono chiamati "bracci rigidi" e sono la connessione tra il sistema di collettori della nave (connessione delle tubazioni) e il terminal. Essi sono in grado di sopportare l'espansione e la contrazione



causate da ampie variazioni di temperatura come quella che avviene nella fase preliminare delle operazioni di scarico del GNL, laddove i bracci subiscono un raffreddamento fino a -162 °C (-259 °F). Per evitare la rottura dei bracci di scarico causati dai movimenti della nave, i bracci sono dotati di sistemi di disconnessione di emergenza (PERC).

I **serbatoi** per il GNL possono essere ad asse orizzontale e verticale con diverse capacità di stoccaggio in base alle esigenze (Figura 21). Il serbatoio criogenico è formato da due involucri, uno contenuto dentro l'altro. L'involucro esterno è costituito da acciaio al carbonio mentre quello interno da materiale resiliente, resistente a basse temperature. Tra gli involucri deve essere eliminata l'aria ed inserito un materiale come la perlite, che serve ad aumentare l'isolamento e diminuire la trasmissione del calore all'interno (Luce-gas.it). Il vaporizzatore posto vicino al serbatoio criogenico, fa sì che il GNL torni alla fase gassosa utilizzando il calore atmosferico per essere poi utilizzato.



Figura 21 - Serbatoio criogenico e vaporizzatore (Fonte: Luce-Gas.it)

## 5.2 Proprietà, caratteristiche tecniche e fisiche del GN e del GNL

Il gas naturale (GN) è una miscela di metano (il costituente principale) e altri idrocarburi a basso peso molecolare (come l'etano e il propano). Il GNL è la forma liquida del gas naturale che si ottiene portandolo a temperature estremamente basse (-162 °C) e pressioni prossime a quella atmosferica. Durante il processo di condensazione il suo volume si riduce di 600 volte consentendo di immagazzinare una notevole quantità di energia in poco spazio. Esso risulta inodore, incolore, non corrosivo, non infiammabile e non tossico.

La componente prevalente del GNL è il metano (circa l'87%-99%), ma la sua composizione include anche piccole quantità di altri idrocarburi di tipologia e quantità dipendenti dalla fonte di gas e dal tipo di trattamento che subisce. La composizione chimica del gas naturale e le

proprietà dei suoi componenti idrocarburici determinano il comportamento del GNL, che deve essere noto anche per la gestione dei rischi e per la sicurezza. Le stesse proprietà che rendono il GNL una buona fonte di energia possono anche renderlo pericoloso, se non adeguatamente conservato. Per comprendere e prevedere il comportamento del GNL, è necessario distinguere tra le sue proprietà come liquido e le sue proprietà come gas o vapore.

Generalmente, le sostanze che sono a temperature al di sotto dei  $-100\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $-48\text{ }^{\circ}\text{F}$  o meno), come il GNL, sono considerate criogeniche e coinvolgono tecnologie speciali per la loro gestione. Tali tecnologie, infatti, devono funzionare come i termos ovvero mantenere il freddo all'interno e il calore all'esterno, ed evitare che la temperatura criogenica possa entrare a contatto con un qualsiasi tessuto (vegetale o animale) causandone la friabilità, la perdita della loro forza o la funzionalità. La selezione dei materiali utilizzati per contenere il GNL è molto importante.

Le principali proprietà di liquidi e gas presenti nel GNL sono:

- la composizione chimica;
- il punto di ebollizione;
- la densità e gravità specifica;
- l'infiammabilità;
- la temperatura di ignizione e fiamma.

Il **punto di infiammabilità** è la più bassa temperatura del liquido alla quale, in determinate condizioni standardizzate, un liquido emette vapori in quantità tale da essere in grado di formare una miscela esplosiva/d'aria. Per il gas naturale si tratta di circa  $-175\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

La **temperatura di autoignizione (AIT)** è la temperatura più bassa (di una superficie calda) alla quale, nelle condizioni di prova specificate, un gas o un vapore infiammabile miscelati con aria o aria/gas inerte inizia a bruciare. Per il gas naturale è compreso tra  $580\text{ }^{\circ}\text{C}$  e  $600\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

La Tabella 22 e la Tabella 23 indicano rispettivamente la composizione e le proprietà tipiche del GNL.



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

Tabella 22 – Composizione tipica del GNL

		Methane CH <sub>4</sub>	Ethane C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	Propane C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	Butane C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	Pentane C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	Nitrogen N <sub>2</sub>
Molecular Weight		16.042	30.068	44.094	58.120	72.150	28.016
Boiling Point at 1 bar absolute	°C	-161.5	-88.6	-42.5	-5	36.1	-196
Liquid Density at Boiling Point	Kg/m <sup>3</sup>	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

Tabella 23 – Proprietà fisiche del GNL

Il GNL non è infiammabile ma lo è nel suo stato gassoso. Se da un lato una piccola perdita di vapore da un serbatoio di GNL in un'area ben ventilata non determina delle problematiche perché si mescola rapidamente con l'aria e si disperde velocemente, dall'altro lato è fondamentale precludere la possibilità di grandi perdite e fuoriuscite. A tal fine vengono installati diversi sistemi di rilevamento e di salvaguardia delle perdite che tuttavia non esimono dalla comprensione del comportamento del GNL in caso di rilascio accidentale o intenzionale, nelle condizioni specifiche del sito.

## 5.3 Pericoli del gas naturale e del gas naturale liquefatto

### 5.3.1 Pericoli di incendio ed esplosione

Il gas naturale, quando viene rilasciato dal contenimento come gas, o quando viene generato dalla vaporizzazione di un rilascio di GNL, forma miscele infiammabili in aria tra le concentrazioni di 5 e 15% vol/vol. Sebbene il gas naturale a temperatura ambiente sia meno denso dell'aria, il vapore del gas naturale generato dal GNL a -162 °C è circa 1,5 volte più denso dell'aria a 25 °C comportandosi come una nube densa prima diventare meno denso riscaldandosi con l'aria e potersi disperdere fino al di sotto del limite di infiammabilità (LFL).

Potrebbero presentarsi diversi tipi di rischio d'incendio, a seconda che si tratti del rilascio di gas naturale gassoso o GNL. Questi rischi di incendio includono fiamme da getto turbolento (jet fire), incendi di una nube di vapori (flash fire) e incendi da pozza (pool fire). In determinate circostanze possono verificarsi anche esplosioni di nubi di vapore (VCE).

#### 5.3.1.1 Jet fire

Una fiamma da getto turbolento, jet fire, è una fiamma fortemente direzionale causata dalla combustione di un rilascio continuo di gas infiammabile pressurizzato (in questo caso gas naturale) vicino al punto di rilascio. L'ignizione può verificarsi subito dopo l'inizio del rilascio, o può essere ritardata, con la fiamma che brucia propagandosi attraverso la nube (cioè come flash fire) in direzione della fonte. I jet fire possono derivare da perdite provenienti da apparecchiature di processo (serbatoi, tubi, guarnizioni ecc.) e gasdotti.

Un jet fire può essere diretto orizzontalmente o verticalmente (o a una certa angolazione tra i due). Un jet fire può avere un impatto sulle strutture o su altre apparecchiature di processo, provocando un aggravamento dell'incidente in questione. L'intensità della radiazione termica emessa dai jet fire può essere sufficiente a causare danni alle persone esposte.

#### 5.3.1.2 Flash fire

Gli incendi di una nube di vapori, flash fire, sono il risultato dell'ignizione di una nube di gas o vapore infiammabili, quando la concentrazione di gas all'interno della nube è entro i limiti di infiammabilità. In questo caso, la nube infiammabile può essere generata da:

- un rilascio di gas infiammabile pressurizzato (cioè gas naturale);
- una vaporizzazione di un insieme di liquidi infiammabili volatili (cioè GNL).

Un flash fire si verifica tipicamente a seguito di un'ignizione ritardata, una volta che la nube infiammabile ha avuto il tempo di crescere e raggiungere una fonte di ignizione. In assenza di confinamento o congestione, la combustione all'interno della nube avviene in modo relativamente lento, senza una significativa sovrappressione. Si presume che gli effetti

termici siano generalmente limitati all'interno dell'involucro della fiamma dove c'è un'alta probabilità di morte.

#### 5.3.1.3 *Pool fire*

Il rilascio incendiato di liquidi infiammabili (incluso il GNL) tende a provocare incendi da pozza (pool fire). Come per i jet fire, l'ignizione della pozza di liquido può verificarsi poco dopo l'inizio del rilascio o può verificarsi a causa del ritorno di fiamma da una fonte di ignizione remota, se il liquido è sufficientemente volatile da generare una nube di vapore infiammabile.

#### 5.3.1.4 *Esplosioni di nubi di vapore (VCE)*

Quando una nube di gas infiammabile occupa un'area, che è confinata o congestionata, e prende fuoco, ne risulta un'esplosione di nubi di vapore (VCE). La presenza di confinamento (sotto forma di pareti, pavimenti e/o un tetto) o congestione (come tubi, serbatoi e altri oggetti associati all'impianto di processo) all'interno e intorno alla nube infiammabile provoca l'accelerazione della fiamma dopo l'ignizione. Questa accelerazione della fiamma genera una sovrappressione esplosiva. La forza dell'esplosione dipende da diversi fattori, tra cui:

- la reattività del combustibile;
- il grado di confinamento o congestione;
- la dimensione dell'area congestionata/confinata occupata dalla nube infiammabile;
- la forza della fonte di ignizione.

Va notato che una varietà di oggetti può agire come confinamento/congestione, oltre a quelli normalmente presenti nell'impianto di processo. Le indagini sull'esplosione e sull'incendio del 2005 a Buncefield, Regno Unito, hanno suggerito che le aree di densa vegetazione al confine del sito avevano fornito una congestione sufficiente a provocare l'accelerazione della fiamma e la generazione di livelli di sovrappressione dannosi.

#### 5.3.1.5 *Ustioni criogeniche*

La temperatura estremamente bassa (criogenica) del GNL può causare ustioni se viene a contatto con la pelle esposta. Inoltre, l'inalazione dei vapori freddi generati dal GNL può causare danni ai polmoni.

#### 5.3.1.6 *Transizione di fase rapida (RPT)*

Se il GNL viene versato sull'acqua, di solito forma una pozza di ebollizione sulla superficie dell'acqua. Tuttavia, in determinate circostanze, il GNL rilasciato nell'acqua può passare da liquido a vapore praticamente istantaneamente. Una RPT può generare una sovrappressione e un "soffio" di vapore disperso causando dei danni che tendono tuttavia ad essere abbastanza localizzati. Rapidi cambiamenti di fase del GNL non hanno portato a incidenti importanti noti.

#### 5.4 Il GNL come combustibile marino alternativo

Il gas naturale liquefatto (GNL) è oggi un'opzione tecnicamente fattibile di combustibile alternativo per la navigazione per quanto, ad oggi, l'utilizzo è marginale rispetto agli usi che questa fonte di energia fornisce nei settori industriali (energia elettrica) e domestici (riscaldamento).

Se dal punto di vista normativo sono stati effettuati notevoli passi in avanti, sotto il punto di vista economico-finanziario vi sono ad oggi alcuni elementi che costituiscono un freno alla diffusione del GNL come combustibile marino alternativo. Dal punto di vista dell'armatore, infatti le principali problematiche connesse all'impiego di questa soluzione tecnologica possono essere principalmente ricondotte a:

- incertezze nella reperibilità della materia prima;
- incertezze nella volatilità del prezzo;
- incertezze legate ai problemi di sostenimento dell'investimento, variabile molto importante che influenza l'entrata sul mercato dei potenziali operatori

Dette incertezze dovrebbero attenuarsi nel momento in cui si raggiungerà la garanzia della reperibilità della materia prima, e verranno approntate adeguate infrastrutture per la distribuzione capillare del GNL come già successo in molti porti del Nord-Europa. Sotto questo profilo appare rilevante il ruolo giocato da incentivi e agevolazioni che favoriscano gli investimenti sullo sviluppo di un mercato che offre elevata potenzialità dal punto di vista economico, finanziario e ambientale.

La soluzione di investimento di una nave a GNL deve essere confrontata con altre soluzioni:

- Nave a GNL;
- Nave a HFO equipaggiato con gli scrubber<sup>23</sup>;
- Nave a MGO<sup>24</sup>

Gli elementi da considerare in questo tipo di confronto sono:

- i costi di investimento;

---

<sup>23</sup> Nave con motore standard (olio combustibile pesante) dotata di filtri per ridurre le emissioni in conformità alle norme ECA

<sup>24</sup> Nave a motore diesel (gasolio marittimo), le cui emissioni sono conformi alle zone ECA

- i costi di gestione, in particolare i costi del carburante;
- l'impatto sull'ambiente.

I seguenti elementi si basano sui risultati di uno studio della Commissione europea intitolato "Study on the Completion of an EU Framework on LNG-fuelled Ships and its Relevant Fuel Provision Infrastructure - Analysis of the LNG market development in the EU", realizzato nel 2015 e aggiornato nel 2017.

Per diversi tipi di imbarcazioni, questo studio presenta l'impatto comparativo dei diversi motori sui costi di investimento, sui costi operativi e sull'ambiente. Lo studio si occupa in particolare di un traghetto di tipo Ro-pax, analogo al tipo di nave che potrebbe essere utilizzato su una rotta Tolone-Livorno.

Il grafico seguente mostra il costo annuale complessivo (investimento + carburante) delle 3 soluzioni di motori in funzione del costo del GNL rispetto al costo dell'HFO. Dimostra che finché il costo del GNL è almeno del 20% più economico rispetto al costo dell'HFO, il motore a GNL è più interessante. Per un costo del GNL compreso tra il 20% in meno e pari al costo dell'HFO, la soluzione HFO + scrubber è più interessante dal punto di vista economico. Quando il costo del GNL supera il costo dell'HFO, la soluzione GNL è la meno interessante delle tre.

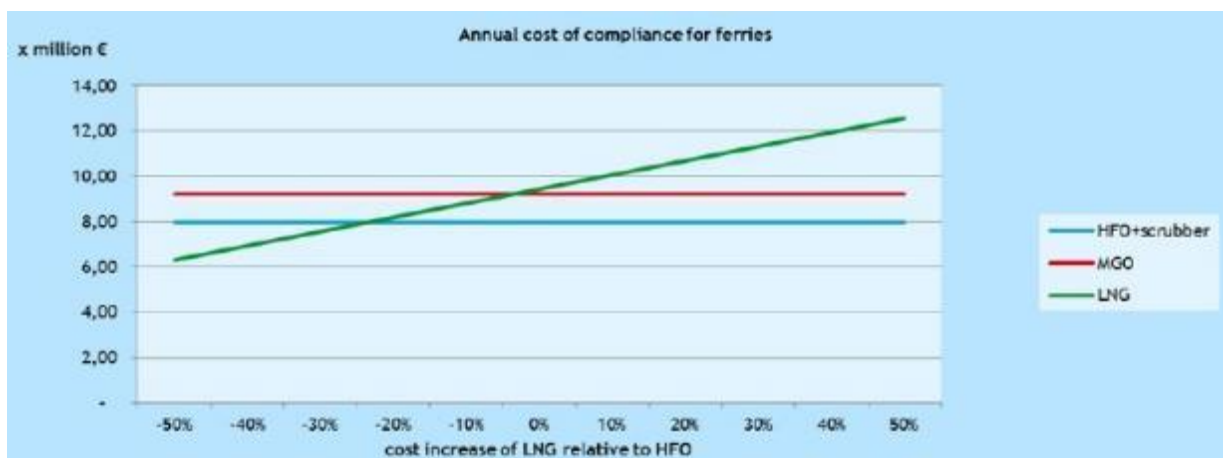


Figura 22 - Costi annuali di conformità per i traghetti di nuova costruzione per diverse opzioni LNG-HFO per l'anno 2020. Fonte: Commissione Europea

Lloyd's Register et UCL (2014) prevedono che il costo del GNL sarà dal 20% al 30% inferiore al costo dell'HFO tra il 2020 e il 2030.

Il grafico seguente mostra il dettaglio dei costi annuali di investimento e di carburante di una nave a GNL rispetto agli altri due tipi di navi (per una differenza di costo dello 0% tra GNL e HFO). Dimostra che per i traghetti, il GNL fornisce un chiaro risparmio rispetto alla soluzione MGO, coprendo sostanzialmente il costo di investimento aggiuntivo della soluzione GNL

rispetto alla soluzione MGO. Rispetto alla soluzione HFO, il risparmio di carburante con il GNL è completamente controbilanciato dal costo aggiuntivo dell'investimento.

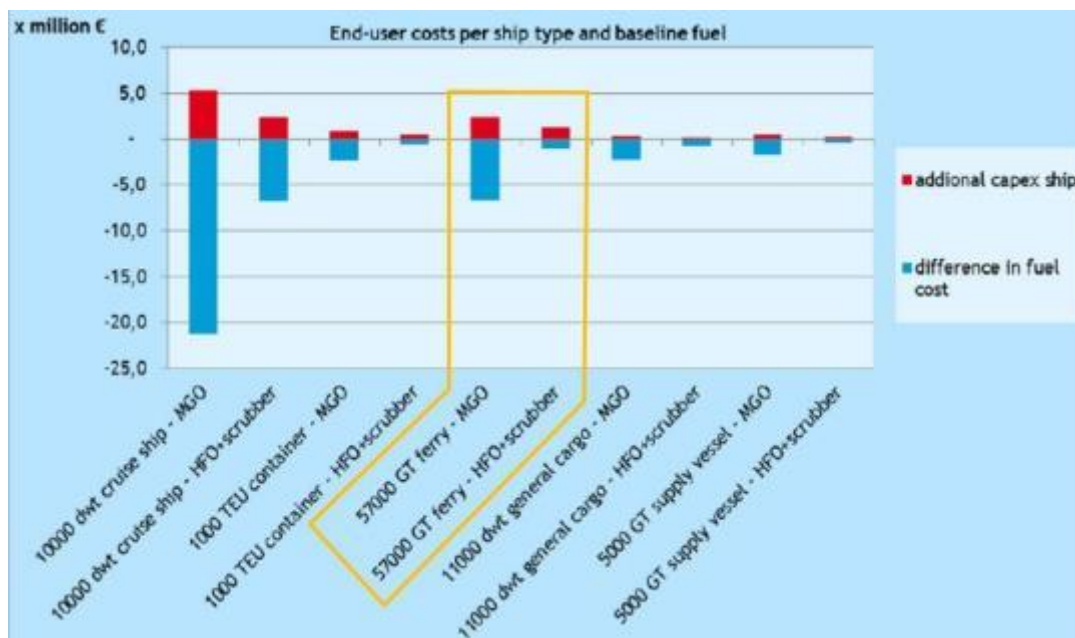


Figura 23 – Costi di investimento e di carburante per le diverse tipologie di navi. Fonte: Commissione Europea

In totale, i maggiori costi d'investimento per il GNL sono più che controbilanciati da costi operativi ridotti dovuti al costo contenuto del combustibile.

Inoltre, l'impatto ambientale del carburante GNL rispetto ad altre alternative di motorizzazione è più vantaggioso come indicato nella tabella seguente (escluse le emissioni di metano, che è un gas a effetto serra).

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

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

Tabella 24 - Impatto ambientale delle alternative di motorizzazione

Lo sviluppo delle unità navali alimentate a GNL ha comunque subito un'accelerazione negli ultimi anni in vista della prossima entrata in vigore della normativa IMO che prevede dal 1° gennaio 2020 l'utilizzo di combustibili per uso marittimo con un tenore massimo di zolfo dello



0,5% e all'imminente probabile passaggio del Mediterraneo nella zona ECA (Emission Control Area).

A livello globale, tra le differenti possibilità tecnologiche a disposizione degli armatori per rispettare le nuove soglie di tenore di zolfo, l'installazione degli scrubber rimane la soluzione maggiormente adottata (80%), seguite dalle batterie (8%) e dal GNL che si attesta al terzo posto (7,8%). Tuttavia, se si contano anche le navi predisposte per la futura installazione di GNL (c.d. LNG ready), la soluzione tecnologica relativa al GNL sale al secondo posto con una quota pari a circa l'11% del totale. Si tenga presente che, tuttavia, se paragonate alla flotta mercantile mondiale (stimata in circa 60.000 unità), le quote relative all'adozione delle sopracitate tecnologie si riducono drasticamente: gli scrubber rappresentano circa il 5% della flotta mondiale e il GNL (LNG e LNG ready) appena lo 0,8%.

LNG	LNG ready	Idrogeno	Batterie	LPG	Scrubber	Metanolo
318	148	2	329	7	3286	12
7,8%	3,6%	0,05%	8,0%	0,2%	80,1%	0,3%

Tabella 25 - Numero di navi in operatività e in costruzione, fonte DNV - marzo 2019



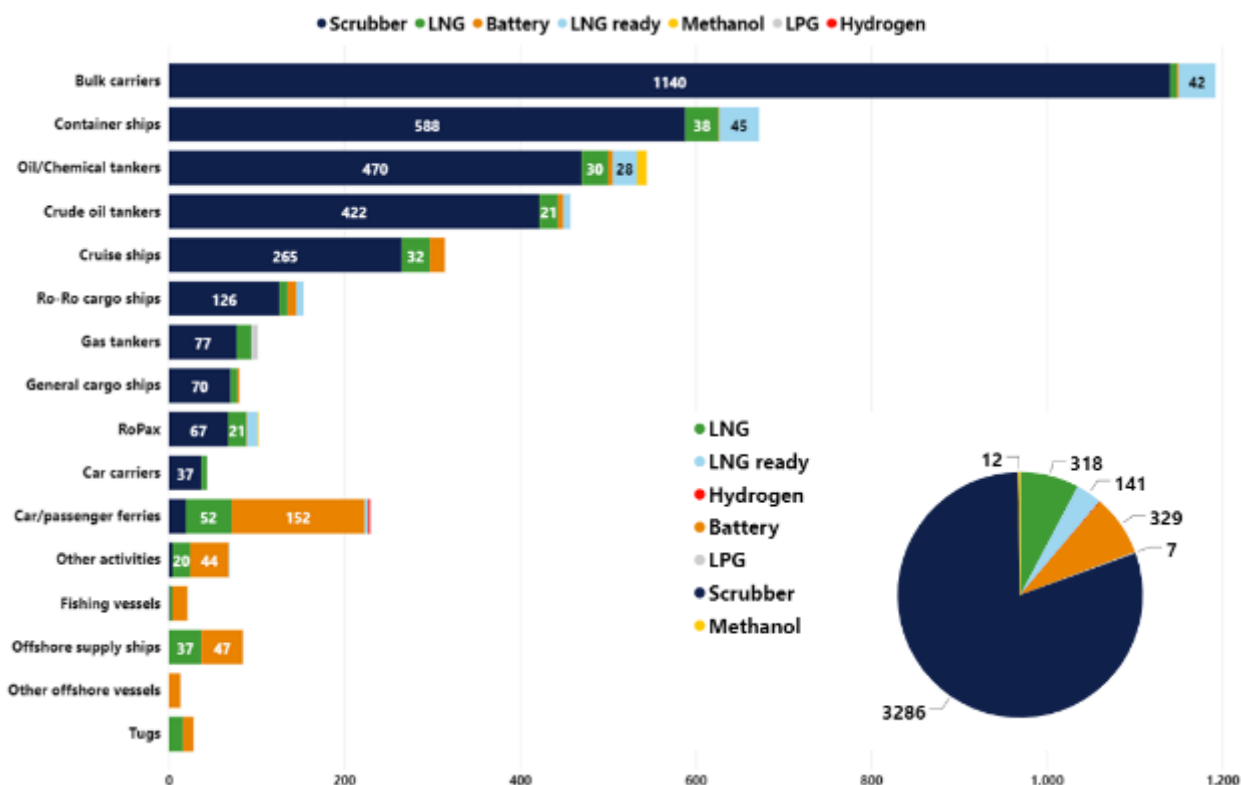


Figura 24: Numero di navi in operatività e in costruzione, fonte DNV - marzo 2019

Esaminando la distribuzione territoriale a livello europeo della flotta GNL e delle relative infrastrutture di terra, si nota un particolare sviluppo nei mari del Nord Europa in ragione dell'anticipata introduzione dei limiti di tenore di zolfo, mentre il Mediterraneo ha subito un notevole ritardo che solo attualmente si sta colmando. Nella figura seguente è riportato lo sviluppo dell'infrastruttura GNL (a sinistra) e delle unità navali (a destra) in Europa.



Figura 25 - Geolocalizzazione delle infrastrutture e navi alimentate a GNL, fonte DNV - marzo 2019

Tale evoluzione è ben rappresentata dall'analisi delle unità navali alimentate a GNL che è riportata in dettaglio per tipologia di nave ed area di riferimento nelle analisi a seguire.

Se si esamina la ripartizione delle diverse opzioni tecnologiche per tipologia di nave, si conferma come i traghetti siano il comparto dove la penetrazione della soluzione GNL sia più marcata, essendo la soluzione privilegiata per oltre il 20% dei casi (sommando le categorie LNG e LNG ready), seguita dal settore crociere, container e tanker.

Nei grafici seguenti vengono evidenziate le ripartizioni tecnologiche (scrubber, LNG, LNG ready, batterie, metanolo, LPG e idrogeno) per le quattro tipologie navali sopra menzionate: Ferry (che raggruppa al suo interno le tipologie Ro-Ro cargo ships, Ro-Pax, Car carriers, Car/passenger ferries); Cruise ship, Container ship e Tankers (che raggruppa al suo interno le tipologie Crude oil tankers e Gas tankers).

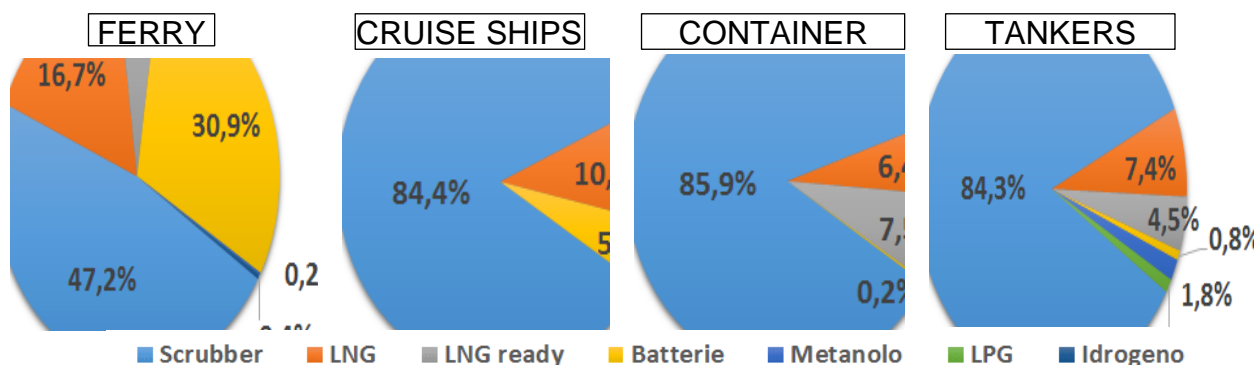


Figura 26 - Numero di navi in operatività e in costruzione, per tipologia (fonte DNV - marzo 2019)

Sommando le navi operative e di prossima messa in servizio, complessivamente il settore conta 86 unità, di cui ben 52 fanno riferimento alla categoria Car-passenger ferries, per la gran parte operanti in Norvegia ed in America, seguite da Ro-Pax (21), Ro-Ro cargo (9) e Car carrier (4).

Riguardo alle portacontainer che utilizzano il GNL come carburante, alla data di stesura di questo report, 38 navi sono in servizio o in orderbook. Il costo relativamente alto connesso all'adozione del GNL, circa 25 mln\$ - 30 mln\$ per nave, unitamente all'incertezza relativa alle infrastrutture di rifornimento del gas, costituiscono un deterrente per molti carrier. Dato che il costo di installazione degli scrubber si è notevolmente abbassato dai 5-8 mln\$ per unità di un anno fa ad appena 3-5mln\$ di oggi, questa appare come l'opzione più allettante per i carrier (SRM 2019, su dati Alphaliner).

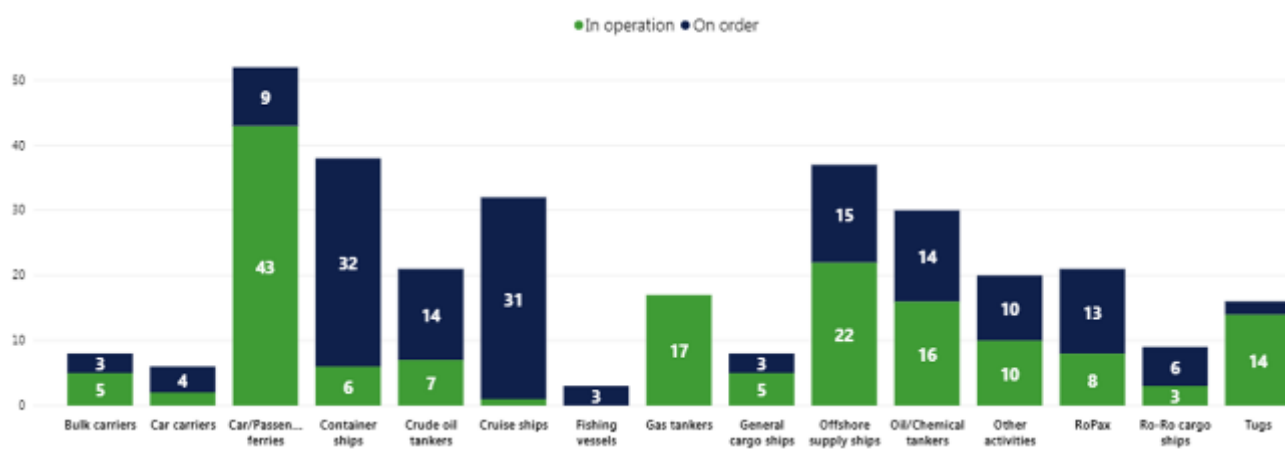


Figura 27 - Numero di navi GNL in operatività e in costruzione, per tipologia e area geografica di utilizzo (fonte DNV - marzo 2019)

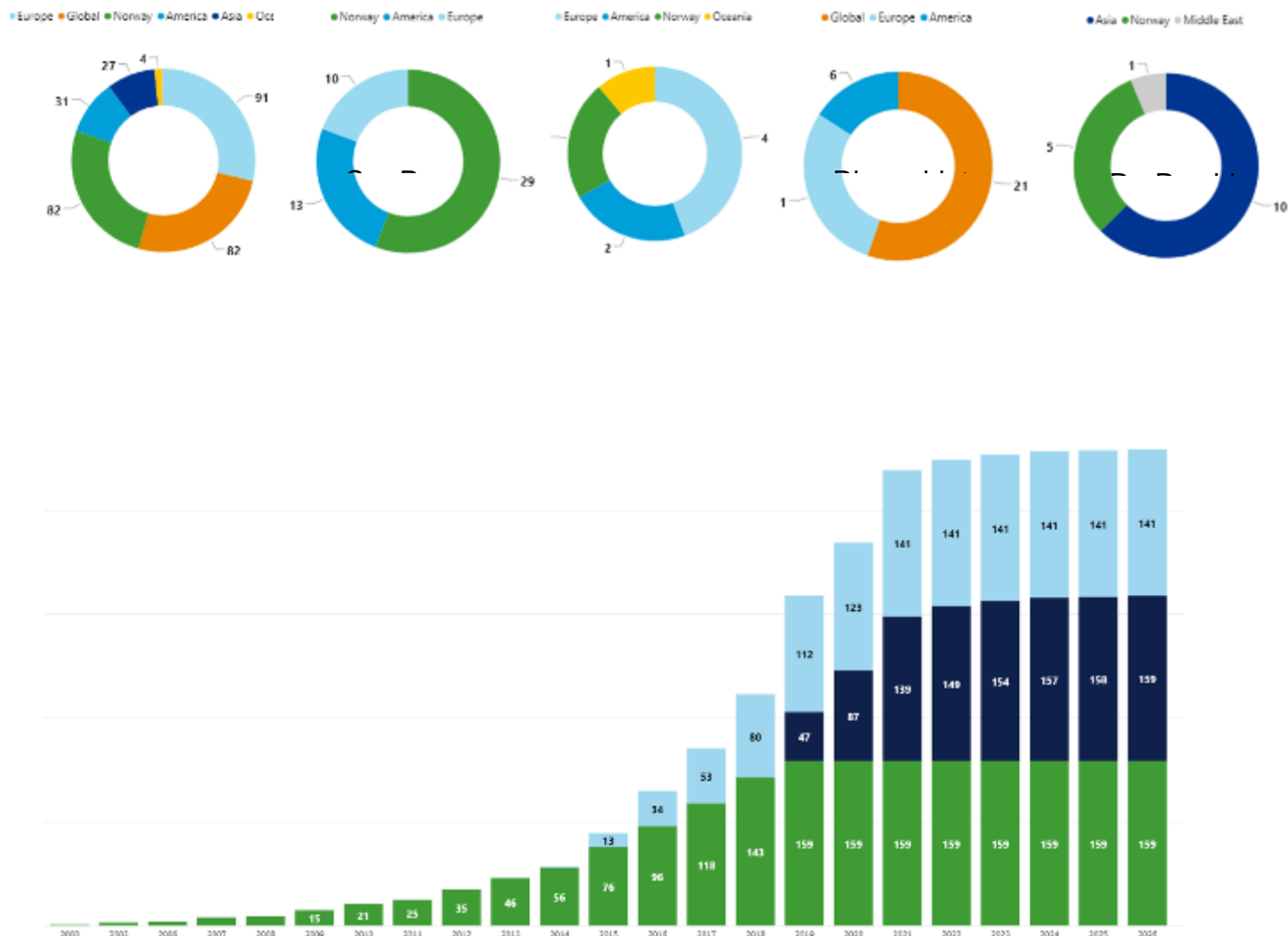


Figura 28 - Numero di navi LNG in operatività e in costruzione, per anno (fonte DNV - marzo 2019)

### 5.4.1 Il comparto delle crociere

Il settore delle crociere, grazie all'impulso fornito dal gruppo Carnival, è stato il vero fattore abilitante verso l'adozione del GNL come combustibile ad uso marittimo.

Dopo la sperimentazione di AIDAprima e AIDAprera (classe Hyperion), costruite dal cantiere giapponese Mitsubishi di Nagasaki ed entrate in servizio rispettivamente a metà 2016 e metà 2017, aventi in dotazione solo uno dei quattro motori con doppia alimentazione MDO/GNL (MaK M46) utilizzabile come fonte di energia quando le navi sono ormeggiate in

banchina, grazie al programma di sviluppo legato al “Progetto XL”, il gruppo Carnival per primo ha rotto il circolo vizioso “chicken-egg” relativo alla necessità di infrastrutture di approvvigionamento e rifornimento del GNL, definendo la linea di sviluppo che successivamente tutti i maggiori *players* del settore crociere avrebbero seguito.

Ad oggi, il Gruppo ha collocato nove ordini nei cantieri navali di Papenburg e nel suo fratello finlandese, Meyer Turku: tre per la tedesca AIDA (*AIDAnova* consegnata nel dicembre 2018, più le nuove costruzioni per le consegne nel 2021 e nel 2023); due per l'Italia Costa Crociere (Costa Smeralda nel 2019 ed un'ulteriore unità nel 2021); due per P&O Cruises con sede nel Regno Unito (*Iona* nel 2020 ed un'ulteriore unità nel 2022); e due per America's Carnival Cruise Lines (*Mardi Gras* nel 2020 ed un'ulteriore unità nel 2022).

Lo scorso luglio, Carnival Corporation ha completato gli ordini di navi alimentate a GNL, siglando l'accordo con il cantiere italiano Fincantieri per due newbuilds da 175.000 tonnellate commissionate dalla compagnia statunitense Princess Cruises, con consegne previste nel 2023 e nel 2025.

Il 18 ottobre 2018, la nuova AIDAnova è diventata la prima nave da crociera al mondo ad essere alimentata con gas naturale liquefatto. A Eemshaven, nei Paesi Bassi, la petroliera "Cardissa" ha riempito i tre serbatoi speciali per un totale di circa 3.500 metri cubi di GNL.

Dal lato tecnico, tutte le navi Project XL presenteranno gli stessi motori MaK (4 propulsori MaK dual fuel) e la configurazione delle apparecchiature GNL installate a bordo di AIDAnova che includono 3 serbatoi criogenici di classe C, di cui due serbatoi di lunghezza di circa 35 metri, diametro di 8 metri e capacità di 1.550 metri cubi e un terzo serbatoio più piccolo (diametro di 5 metri e lungo 28 metri) con una capacità di circa 520 metri cubi.

Per quanto riguarda l'autonomia operativa delle navi, un riempimento del serbatoio GNL può assicurare una navigazione in mare aperto di massimo di due settimane.

Altre compagnie che hanno già ordinato ordinano navi da crociera alimentate a GNL includono:

- Royal Caribbean, con due navi da 200.000 GT per le consegne nel 2022 e 2024 da Meyer Turku;
- Disney, con tre navi da 140.000 tonnellate per consegne nel 2021-23 da Meyer Werft;
- TUI Cruises, con due navi da 161.000 GT a Fincantieri, per consegne nel 2024 e nel 2026;
- Ponant, con una nave da 30.000 tonnellate dalla Vard della Romania per la consegna nel 2021;

- MSC, con una nuova costruzione di 183,500 tonnellate al Chantiers de l'Atlantique francese per la consegna nel 2023, più due navi da 205,700 tonnellate dello stesso cantiere per le consegne nel 2022 e il 2024 e opzioni per altre due navi da 205,700 tonnellate per le consegne nel 2025 e nel 2026. Le navi commissionate da MSC sono tutte di tipo dual-fuel.

Complessivamente, le navi alimentate a GNL rappresentano circa il 25% dell'orderbook complessivo di settore, per un valore equivalente a oltre 4.300 tonnellate di stazza (DWT) e circa 25 miliardi di euro di valore degli investimenti.

Le unità navali di nuova costruzione alimentate a GNL hanno raggiunto il numero di 27 unità, con la maggior parte delle consegne concentrate nel periodo 2021-2023 (15 unità), tuttavia è prevedibile che nel periodo 2024-2026 si concretizzeranno nuovi ordini e nuove consegne a valle dell'attivazione delle opzioni di costruzione già pianificate da alcune compagnie.

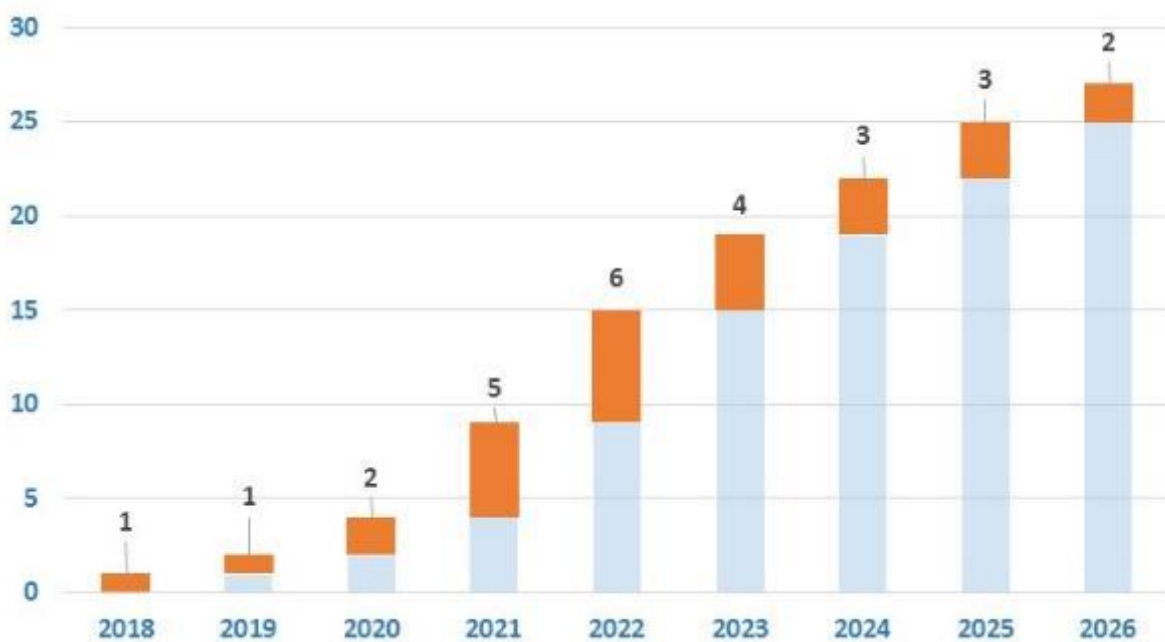


Figura 29 - - Numero di nuove navi da crociera alimentate a GNL in costruzione per anno di consegna (Fonte: ns. elaborazione - marzo 2019)



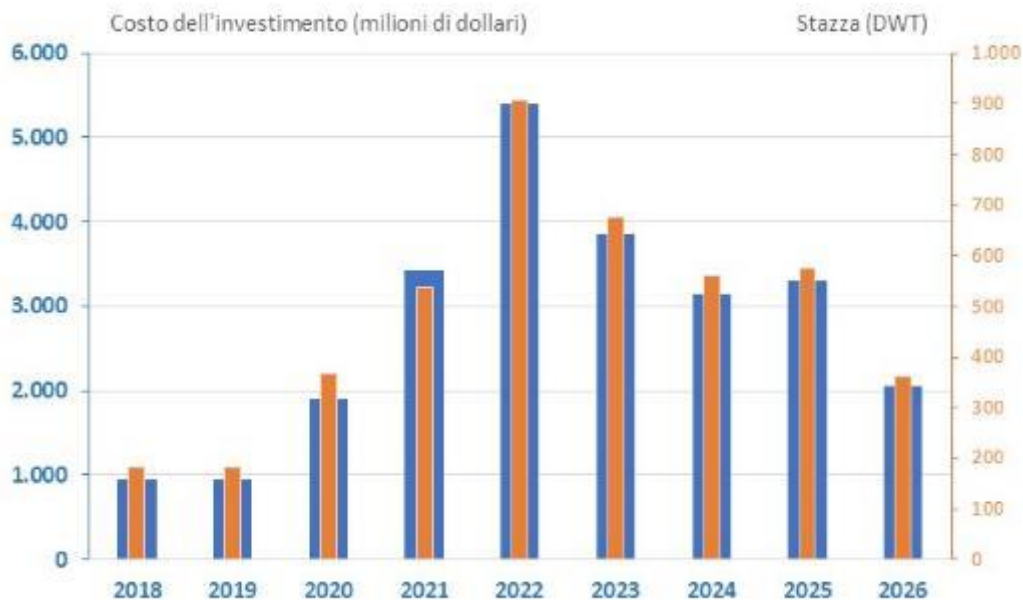


Figura 30 - Valore delle nuove navi da crociera alimentate a GNL per costo dell'investimento e stazza

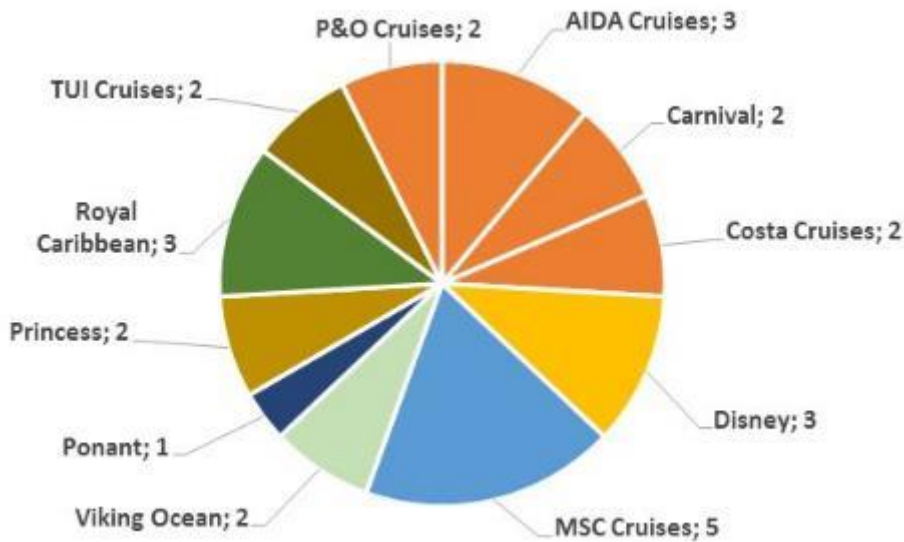


Figura 31 - Ripartizione del numero di nuove navi da crociera alimentate a GNL per compagnia di navigazione



<b>Anno di consegna</b>	<b>Compagnia</b>	<b>Nome della nave</b>	<b>Costo</b>	<b>Stazza</b>	<b>Capacità</b>	<b>Cantiere</b>	<b>Area di operatività</b>
2018	AIDA Cruises	Aida Nova	\$950	183,9	5,2	Meyer	Europe
2020	Carnival	Mardi Gras	\$950	183,9	5,2	Meyer Turku	Nord America
2019	Costa Cruises	Costa Smeralda	\$950	183,9	5,224	Meyer Turku	Europe
2020	P&O Cruises	Iona	\$950	183,9	5,2	Meyer	Europa (UK)
2021	AIDA Cruises	Unnamed	\$950	183,9	5,4	Meyer	TBA
2021	Costa Cruises	Unnamed	\$950	183,9	5,224	Meyer Turku	TBA
2021	Disney	Unnamed	\$900	140	2,5	Meyer	TBA
2021	Ponant	Commandant Charcot	\$324	30	270	VARD	World
2021	Viking Ocean	Unnamed	\$305	TBA	TBA	VARD	World
2022	Carnival	Unnamed	\$950	183,9	5,2	Meyer Turku	TBA
2022	Disney	Unnamed	\$900	140	2,5	Meyer	TBA

Anno di consegna	Compagnia	Nome della nave	Costo	Stazza	Capacità	Cantiere	Area di operatività
2022	P&O Cruises	Unnamed	\$950	183,9	5,2	Meyer	Europa (UK)
2022	MSC Cruises	Unnamed - World Class LNG	\$1.200	200	5,4	Chantiers de l'Atlantique	TBA
2022	Royal Caribbean	Unnamed - Icon Class ship	\$1.100	200	5	Meyer Turku	TBA
2022	Viking Ocean	Unnamed	\$305	TBA	TBA	VARD	World
2023	AIDA Cruises	Unnamed	\$950	183,9	5,4	Meyer	TBA
2023	Disney	Unnamed	\$900	140	2,5	Meyer	TBA
2023	MSC Cruises	Unnamed - Meraviglia Plus Class	\$1.000	177,1	4,888	Chantiers de l'Atlantique	TBA
2023	Princess	Unnamed	\$1.000	175	4,3	Fincantieri	TBA
2024	MSC Cruises	Unnamed - World Class LNG	\$1.200	200	5,4	Chantiers de l'Atlantique	TBA

Anno di consegna	Compagnia	Nome della nave	Costo	Stazza	Capacità	Cantiere	Area di operatività
2024	Royal Caribbean	Unnamed - Icon Class ship	\$1.100	200	5	Meyer Turku	TBA
2024	TUI Cruises	Unnamed	\$850	161	4	Fincantieri	TBA
2025	Royal Caribbean	Unnamed - Icon Class ship	\$1.100	200	5	Meyer Turku	TBA
2025	MSC Cruises	Unnamed - World Class LNG	\$1.200	200	5,4	Chantiers de l'Atlantique	TBA
2025	Princess	Unnamed	\$1.000	175	4,3	Fincantieri	TBA
2026	TUI Cruises	Unnamed	\$850	161	4	Fincantieri	TBA
2026	MSC Cruises	Unnamed - World Class LNG	\$1.200	200	5,4	Chantiers de l'Atlantique	TBA

Tabella 26 - lista delle navi da crociera alimentate a GNL

Per quanto riguarda le navi d'interesse per il mar Mediterraneo e per l'arco Ligure e con riferimento alle possibilità e modalità di bunkeraggio, secondo le indicazioni del gruppo Carnival, per **Aida Nova** e **Costa Smeralda** si è in attesa delle approvazioni finali per poter effettuare le operazioni di rifornimento tramite modalità *ship-to-ship* nel porto di Barcellona e nel porto di Marsiglia come seconda possibilità, qualora risultasse necessario.

Da sottolineare come per Aida Nova e Costa Smeralda, grazie al 'Civitavecchia Blue Agreement', accordo stipulato dal Comune, dalla Capitaneria di Porto e dell'Autorità di Sistema Portuale, l'AdSP si farà carico del 60% delle quote fisse del servizio di raccolta rifiuti, applicabile e tutte le navi che durante le manovre di accosto/partenza e lo stazionamento in banchina utilizzino il GNL come fonte energetica di bordo.

## **AIDAnova**

AIDAnova opererà un servizio settimanale in rotazione nel mediterraneo occidentale nei porti di Marsiglia, La Spezia, Civitavecchia, Mallorca e Barcellona (home port) nel periodo giugno-ottobre 2019 e aprile-ottobre 2020, per poi spostarsi ad operare nelle isole Canarie per il resto dell'anno.

La configurazione delle apparecchiature GNL installate a bordo di AIDAnova includono 3 serbatoi criogenici di classe C, di cui due serbatoi di lunghezza di circa 35 metri, diametro di 8 metri e capacità di 1.550 metri cubi e un terzo serbatoio più piccolo (diametro di 5 metri e lungo 28 metri) con una capacità di circa 520 metri cubi, per un totale di circa 3500 m<sup>3</sup> di capacità di stoccaggio di GNL.

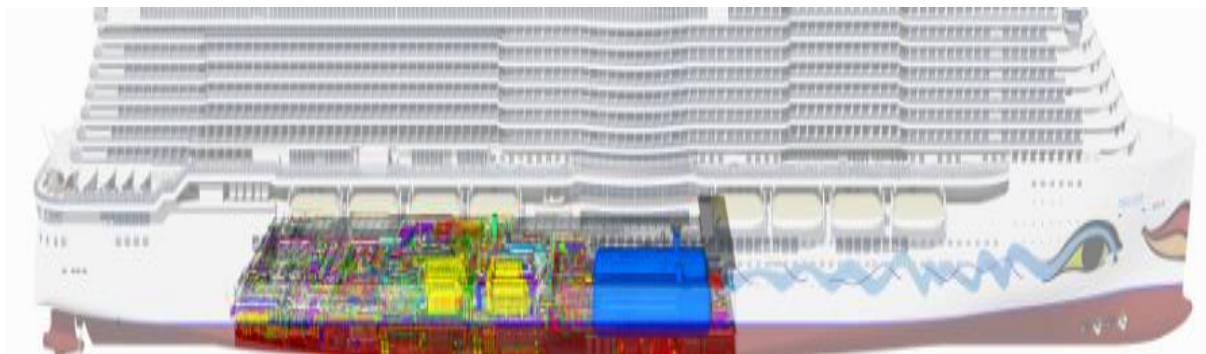


Figura 32 - Sistemi GNL installati a bordo di Aida Nova ed operazioni di rifornimento ship-to-ship (Fonte: Carnival Corp)



Figura 33 - Serbatoio GNL installato a bordo di Aida Nova (Fonte: <http://Intmarine.com>)



Figura 34 - Operazione di bunkeraggio ship-to-ship, Aida Nova (Fonte: <http://antonyveder.com>)

## Costa Smeralda

Costruita nei cantieri finlandesi Meyer Turk, Costa Smeralda ha una stazza lorda di oltre 182.000 tonnellate, ed è lunga 337 metri, larga 42 con una velocità di crociera di 21 nodi.

La “Crociera Vernissage” di Costa Smeralda, della durata di 15 giorni, è prevista partire da Amburgo il 20 ottobre per toccare Rotterdam, Lisbona, Barcellona, Marsiglia e arrivare a Savona, porto di riferimento della flotta Costa.

Nell’attuale programmazione commerciale della compagnia, la navigazione nel Mediterraneo occidentale continuerà fino ad aprile 2021, con crociere di una settimana che da Savona toccheranno Marsiglia, Barcellona, Palma di Maiorca, Civitavecchia e La Spezia.



Figura 35 - Cost Smeralda

Nelle figure seguenti sono indicati gli itinerari di viaggio delle navi da crociera alimentate a GNL operanti nell’area di interesse (Mediterraneo, Mar Ligure).





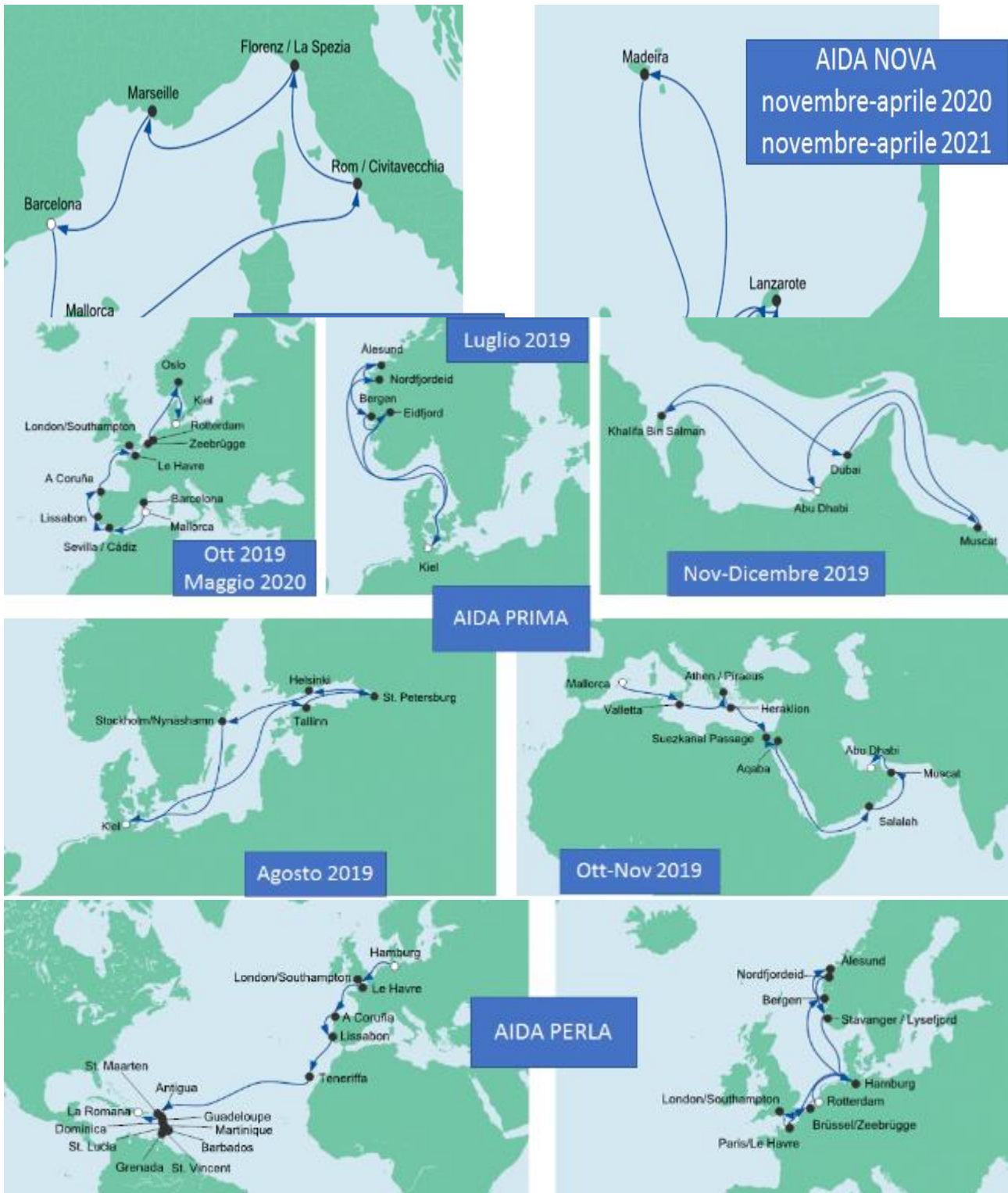


Figura 36 - Itinerari di viaggio delle navi da crociera alimentate a GNL operanti nell'area di interesse (Fonte: [www.costacrociere.it](http://www.costacrociere.it))



#### 5.4.2 Aspetti tecnici e tecnologici per le navi alimentate a GNL

Il GNL presenta diverse sfide rispetto ai tradizionali combustibili petroliferi, sia in qualità di liquido criogenico sia come gas infiammabile. In quanto liquido, tali sfide sono principalmente associate ai rischi criogenici di un liquido conservato a  $-163^{\circ}\text{C}$  che deve essere poi rifatto evaporare e riscaldare per garantire un'erogazione monofase (solo gas) e ai rischi di incendio ed esplosione correlati a qualsiasi gas combustibile.

La progettazione e la costruzione di navi che utilizzano GNL deve affrontare e risolvere una serie di aree critiche tra cui:

- l'analisi di sicurezza e principi di valutazione del rischio;
- la disposizione delle aree pericolose;
- i motori e sistemi alimentati a gas;
- le disposizioni per il deposito di gas e il bunkeraggio;
- i sistemi di tubazioni del gas;
- l'accesso, camera d'equilibrio e pressurizzazione;
- i sistemi di ventilazione;
- i sistemi di controllo;
- il materiale elettrico;
- i sistemi di rilevamento del gas;
- i test ed esperimenti.

La sfida principale che deve essere affrontata nella progettazione delle navi è lo **spazio** richiesto per lo stoccaggio.

##### 5.4.2.1 Spazi e disposizioni principali delle navi alimentate a GNL

Il GNL ha una densità del combustibile inferiore di circa il 30-40% rispetto alle tipologie attuali di olio combustibile, ciò significa che è necessario un volume di combustibile maggiore del 60% per lo stesso stoccaggio di energia. Attualmente la maggior parte dei sistemi GNL utilizza serbatoi di stoccaggio pressurizzati di tipo C, i requisiti di spazio per lo stoccaggio di serbatoi cilindrici indipendenti e la riduzione della densità di energia significano che il GNL può richiedere fino a tre volte lo spazio di stoccaggio di una quantità equivalente di combustibile. Sono stati sviluppati anche progetti concettuali con serbatoi di tipo B che ridurranno in qualche modo questo requisito di spazio, così come le tecnologie rilevanti per la GazTransport-TechniGaz (GTT).

Per la disposizione principale degli spazi in tali navi è possibile evidenziare e fare riferimento ai seguenti esempi, che fanno riferimento all'utilizzo di serbatoi di tipo C e a una o più stazioni di bunkeraggio:

- **Stazioni di bunkeraggio:** le stazioni di bunkeraggio sono considerate zone pericolose di tipo 1. L'operatore del bunker può gestire e monitorare la stazione di bunkeraggio da una cabina di controllo, separata dalla stazione da una camera di equilibrio, dove è implementata la schermata di controllo nonché il pulsante di arresto in caso di emergenza. La cabina di controllo del bunker è considerata un'area non pericolosa ed è accessibile dal ponte auto il cui accesso è limitato tramite una chiave.
- **Ubicazione del serbatoio** di stoccaggio del gas: deve tenere conto dei rischi di collisione e arenamento, nonché dei rischi diretti associati al danneggiamento del serbatoio di stoccaggio (danni criogenici alla struttura circostante e al personale, rischio di incendio ed esplosione). I serbatoi di stoccaggio del gas devono trovarsi il più vicino possibile alla linea centrale della nave e ad almeno 2 metri dal fondo della nave. Nessuna parte del rivestimento esterno del serbatoio e della valvola di isolamento principale del serbatoio deve essere inferiore a una distanza di  $B^{25}/5$  dal fianco della nave al livello della marca di bordo libero estiva. In qualsiasi altro punto la distanza dal fianco della nave non deve essere inferiore a 2 m per le navi passeggeri e le navi con serbatoi situati al di sotto degli alloggi, e 0,8 m per altri tipi di nave.



Figura 37- Serbatoi di tipo C sul ponte di poppa della Viking Grace e sul ponte di prua di una nave cisterna

- **Spazio di stoccaggio del combustibile:** la camera del serbatoio è considerata un'area non pericolosa. Per quanto riguarda i serbatoi di tipo C, questi ultimi sono

<sup>25</sup> B è l'ampiezza massima fuori ossatura della nave e B/5 è misurata a bordo dal fianco della nave ad angolo retto rispetto alla linea centrale a livello della marca di bordo libero estiva.

posizionati all'interno di quest'area, a cui è collegato lo spazio di collegamento del serbatoio (TCS), in cui tutte le tubazioni collegate al sistema GNL lo attraversano.

- Spazio di collegamento del serbatoio (TCS):** tutti gli strumenti relativi al gas e le apparecchiature di processo si trovano all'interno dello spazio di collegamento del serbatoio. Il TCS è parte integrante del serbatoio, saldato su di esso. Durante il normale funzionamento è chiuso, a tenuta di gas, tranne che per i tubi di ingresso e di uscita della ventilazione dell'aria richiesti. Il TCS è contrassegnato come zona pericolosa di tipo 1. Quando si verifica una perdita, il gas rilasciato attiva un allarme gas che chiude automaticamente le valvole del serbatoio per arrestare la perdita e spurgare le tubazioni associate con gas inerte. Il TCS funge anche da raccogliitore per le perdite, con una capacità sufficiente a contenere tutto il contenuto liquido delle tubazioni e delle apparecchiature di processo, oltre al contenuto che potrebbe fuoriuscire dal serbatoio, durante il periodo tra l'inizio della perdita e la chiusura delle valvole del serbatoio automatiche. L'accesso al TCS avviene attraverso uno spazio di servizio del serbatoio (TSS). Il TSS non contiene apparecchiature o tubazioni, è uno spazio vuoto.
- Sistema di trattamento ed erogazione del gas:** la valvola di isolamento principale del serbatoio e le valvole di isolamento indipendenti per ciascun utente devono avere sia valvole di arresto manuali che automatiche. Il condotto del combustibile per ogni parte dei macchinari alimentati a gas deve essere dotato di un sistema di valvole a blocco e sfiato che consenta di chiudere l'erogazione di gas e di scaricarlo nell'atmosfera in un luogo sicuro. La chiusura automatica delle valvole viene attivata in caso di perdita di gas, rilevamento di incendi, perdita della ventilazione richiesta dal condotto o dal rivestimento, oppure perdita di pressurizzazione delle tubazioni a doppia parete. Le valvole di arresto e le apparecchiature di regolazione della pressione non sono consentite nello spazio del macchinario. Questi componenti sono spesso contenuti nello spazio di collegamento del serbatoio. Questa disposizione riduce al minimo la possibile esposizione a perdite di liquidi e gas.



Figura 38 - Struttura del sistema del gas combustibile della Viking Grace

- **Tubazioni:** o **Linea del bunker:** la linea del bunker funziona da entrambe (se due) le stazioni di bunkeraggio al serbatoio. Per evitare che le fuoriuscite di liquidi penetrino gli spazi che lo attraversano, il tubo è a doppia parete. Il tubo interno e quello esterno sono classificati per la pressione operativa e l'intervallo della temperatura. Il tubo esterno è isolato per la sicurezza delle persone qualora diventi freddo a causa della perdita di liquido dal tubo interno. Lo spazio tra i tubi è pressurizzato mediante il monitoraggio della pressione, in modo che venga rilevata un'eventuale perdita e che vengano adottate le misure necessarie.
- **Tubazioni TCS:** le tubazioni all'interno del TCS sono generalmente tubazioni in acciaio inossidabile a parete singola classificate per l'uso medio criogenico.
- **Tubazioni del gas caldo:** le tubazioni del gas caldo, che inviano il gas dal serbatoio ai motori, attraversano la camera del serbatoio fino alla sala macchine. È un tubo ventilato a doppia parete. I tubi interni ed esterni sono in acciaio al carbonio, lo spazio tra i tubi viene ventilato attraverso il sistema di ventilazione GVU.
- **Ausiliari:** o Azoto: per le operazioni di bunkeraggio è necessario gas di azoto per lo spurgo del collettore. Prima del bunkeraggio, l'aria deve essere sostituita con gas di azoto inerte. La miscela può essere inviata all'atmosfera. Dopo il bunkeraggio, il liquido rimanente deve essere spinto fuori dal collettore nella linea del bunker e, successivamente, il gas rimanente deve essere spinto verso l'albero di ventilazione, prima di scollegarlo. Per questo, il gas di azoto deve essere disponibile con una pressione di estrazione superiore alla pressione del serbatoio. Il generatore di azoto è disponibile a bordo. L'azoto deve inoltre essere disponibile presso il TCS.
- **Aria strumentale:** le valvole comandate a distanza hanno una chiusura a molla e sono alimentate pneumaticamente. Per questo motivo, è necessaria un'erogazione fissa di aria strumentale che viene fornita dalla nave.
- **Acqua:** il calore per la vaporizzazione e il riscaldamento del gas naturale viene prelevato dal sistema di raffreddamento ad acqua dolce esistente. Per evitare possibili perdite di gas nel sistema di raffreddamento ad acqua dolce, verrà installato un circuito intermedio di acqua glicolata.
- **Ventilazione:** gli spazi di collegamento del serbatoio (TCS) e gli spazi di servizio del serbatoio (TSS) necessitano di ventilazione. Ogni TCS e TSS avrà una ventilazione individuale e indipendente, per mezzo di ventilatori individuali, che estraggono aria dal TCS/TSS creando una pressione subatmosferica.

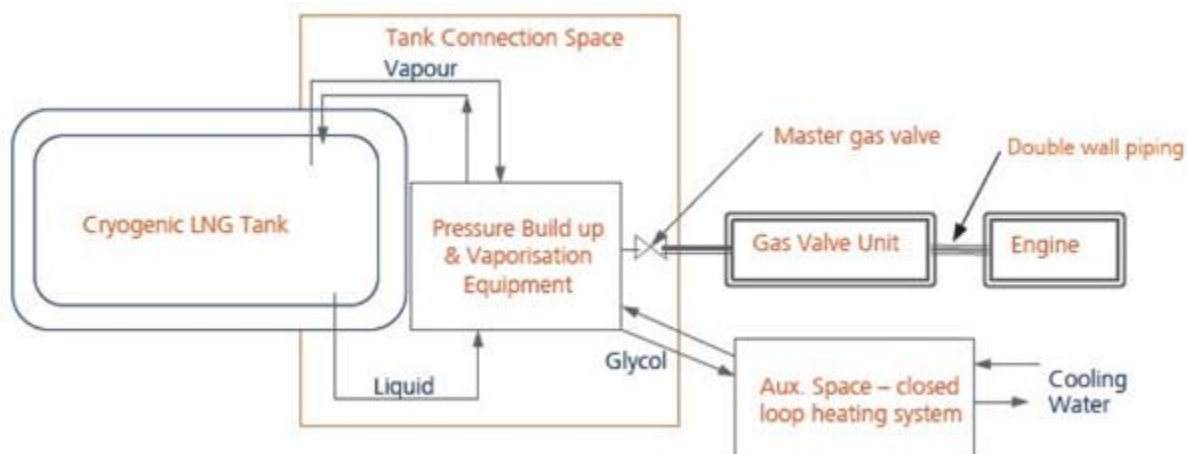


Figura 39 - Struttura schematica del sistema del gas combustibile che mostra il contenimento a doppia parete

## 5.5 Bunkeraggio GNL

Il **bunkeraggio** di GNL è un particolare tipo di operazioni in cui il combustibile GNL viene trasferito da una specifica fonte di distribuzione ad una nave che risulta essere alimentata a GNL. Tale attività coinvolge la partecipazione di diverse parti interessate, tra cui:

- nave a propulsione GNL;
- fornitore di GNL;
- porto in cui avviene l'attività di bunkeraggio;
- personale a bordo della nave e personale portuale addetto alla sicurezza;
- amministrazioni e responsabili politici.

Ci sono tre modalità principali in uso per il rifornimento del GNL ad una nave ognuno adatto a situazioni diverse a seconda del tipo di nave e del profilo operativo.

- da camion a nave (TruckToShip);
- da nave a nave (ShipToShip);
- Da deposito costiero (cosiddetta modalità Terminal (Port)-to-Ship – PTS);
- Impiegando unità ISO container.

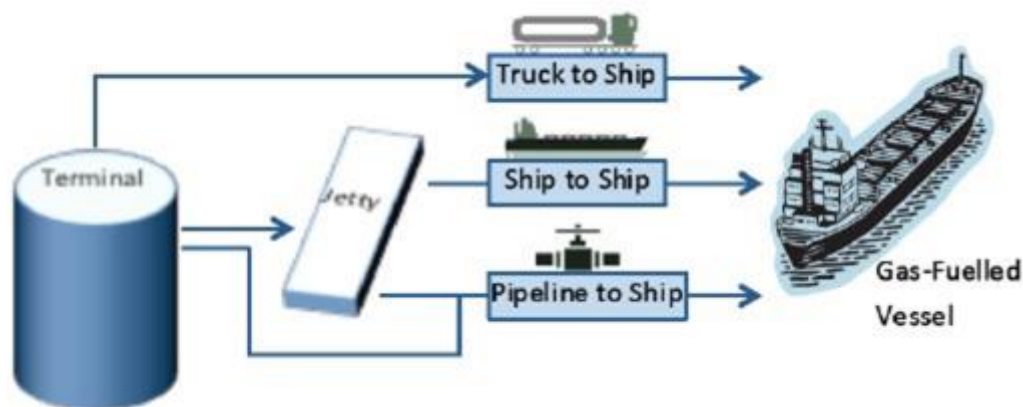


Figura 40 - Metodi di bunkeraggio

Nella tabella seguente vengono riportati i più rilevanti metodi di bunkeraggio per navi alimentate a GNL, identificando le relative capacità di stoccaggio e il rateo di trasferimento tipico.


A seconda della quantità di GNL necessaria e dei vincoli sui tempi di rifornimento si avranno differenti modalità di *bunkering* più appropriate per gli specifici fabbisogni, le diverse tipologie di nave, i differenti profili operativi e la capacità di stoccaggio del GNL a bordo nave. In generale navi di dimensioni maggiori, che potenzialmente utilizzano il GNL per viaggi più lunghi avranno necessità di volumi di rifornimento maggiori e quindi un rateo di distribuzione maggiore. È il caso di navi porta container di dimensioni considerevoli che necessitano di sostare ormeggiate il minor tempo possibile richiedendo considerevoli volumi di combustibile. Il metodo di rifornimento dovrà pertanto essere specifico per questo tipo di esigenza.

Tipo di unità da rifornire	Volumi di GNL	Rateo di trasferimento	Durata bunkeraggio	Diametro manichetta	Modalità preferibile
Unità di servizi nautici, rimorchiatori, pattuglie navali, pescherecci	50 m <sup>3</sup>	60 m <sup>3</sup> /h	45 min	2x2" or 1x3"	TTS
Piccoli traghetti Ro-Ro e Ro-Pax	400 m <sup>3</sup>	400 m <sup>3</sup> /h	1 hr	2x4" or 1x6"	TTS/ STS
Traghetti Ro-Ro e Ro-Pax di grandi dimensioni	800 m <sup>3</sup>	400 m <sup>3</sup> /h	2 hr	2x4" or 1x6"	STS



Tipo di unità da rifornire	Volumi di GNL	Rateo di trasferimento	Durata bunkeraggio	Diametro manichetta	Modalità preferibile
Piccole navi cargo e container	2,000 3,000 m <sup>3</sup>	1,000 m <sup>3</sup> /h	2 to 3 hr	2x8" or 1x12"	STS
Grandi navi cargo	4,000 m <sup>3</sup>	1,000 m <sup>3</sup> /h	4 hr	2x8" or 1x12"	STS
Grandi metaniere, navi porta rinfuse e container	10,000 m <sup>3</sup>	2,500 m <sup>3</sup> /h	4 hr	2x10"	STS/ PTS
Navi porta container, gasiere e petroliere di taglia XL	20,000 m <sup>3</sup> 3	3,000 m <sup>3</sup> /h	7 hr	2x12"	STS/ PTS

Tabella 27 - Tipiche modalità di rifornimento per le diverse tipologie di navi

Metodo di bunkeraggio	Volumi (V) e Rateo (Q)
<p>TRUCK-TO-SHIP (TTS)</p>  <p>Autocisterna di GNL connessa alla nave lungo il molo, utilizzando un tubo flessibile, assistito tipicamente da una gru girevole a sbalzo per la movimentazione delle manichette</p>	<p>V ≈ 50-100m<sup>3</sup> Q ≈ 40- 60m<sup>3</sup>/h</p>



Metodo di bunkeraggio	Volumi (V) e Rateo (Q)
<p style="text-align: center;"><b>SHIP-TO-SHIP (STS)</b></p>  <p style="text-align: center;">GNL conferito alla nave da parte di un'altra nave, chiatta o bettolina, ormeggiata a fianco lungo il lato opposto al molo. La manichetta per il rifornimento del GNL è gestita dalla nave che fornisce il GNL</p>	<p style="text-align: center;"> <math>V \approx 100- 6500m^3</math>  <math>Q \approx 500- 1000m^3/h</math> </p>
<p style="text-align: center;"><b>TERMINAL (PORT)-TO-SHIP</b></p>  <p style="text-align: center;">Bunkeraggio effettuato da una piccola unità di stoccaggio di GNL, da una piccola stazione di rifornimento oppure da un terminale di import/export</p>	<p style="text-align: center;"> <math>V \approx 500- 20000m^3</math>  <math>Q \approx 1000- 2000m^3/h</math> </p>
<p style="text-align: center;"><b>ISO CONTAINER-TO-SHIP</b></p>	<p style="text-align: center;"> <math>V \approx 20,5m^3</math> (ISO 20 piedi)  <math>43,5m^3</math> (ISO 40 piedi)  <math>Q \approx 40m^3/h</math> </p>

Metodo di bunkeraggio	Volumi (V) e Rateo (Q)
 <p data-bbox="209 819 986 954">GNL conferito alla nave in banchina da unità ISO-container standard. Se la nave è predisposta con connessioni per il GNL gli ISO container possono essere imbarcati e il combustibile può essere utilizzato direttamente.</p>	

Tabella 28 - Modalità di bunkering del GNL

Per ciascuna modalità di bunkeraggio occorre tenere in considerazione i seguenti aspetti al fine di garantire la sicurezza e la buona riuscita delle operazioni di rifornimento:

- analisi del Rischio e Gestione della Sicurezza, differenti a seconda del metodo di bunkeraggio prescelto;
- autorizzazioni da parte delle autorità competenti, necessarie per le diverse operazioni;
- formazione del personale di terra e a bordo nave.

### 5.5.1 Sicurezza e operatività nelle operazioni di bunkeraggio, ruoli e responsabilità

Per tutte le operazioni di bunkeraggio, il comandante è il responsabile della sicurezza della propria nave, dell'equipaggio, delle merci e delle apparecchiature e non deve permettere che la sicurezza venga compromessa dalle azioni altrui. Ogni comandante deve assicurarsi che vengano seguite le procedure di bunkeraggio stabilite e che vengano mantenuti gli standard di sicurezza stabiliti a livello internazionale.

### 5.5.1.1 Ambito di valutazione del rischio

L'attività di valutazione del rischio deve affrontare tutti i pericoli e le problematiche di operatività connesse con le specifiche operazioni di bunkeraggio STS in un dato luogo.

Lo scopo della valutazione del rischio consiste nell'esaminare rigorosamente tutti i pericoli identificati relativi alla progettazione e all'operabilità del combustibile GNL e del sistema di bunkeraggio al fine di dimostrare che sono stati considerati tutti gli eventi accidentali attendibili e di raccomandare azioni di mitigazione appropriate per la riduzione del rischio.

Nel dimostrare che è stato raggiunto un adeguato livello di sicurezza, si deve cercare un piano intrinsecamente più sicuro rispetto ai controlli operativi/procedurali.

Un piano intrinsecamente più sicuro deve concentrarsi sulla prevenzione ingegnerizzata del fallimento (ad esempio un numero ridotto di connessioni, maggiore affidabilità e ridondanza). Laddove questo non possa essere raggiunto o sia insufficiente, la protezione delle persone e delle apparecchiature essenziali dovrebbe concentrarsi su:

- mezzi passivi (ad esempio barriere fisiche, separazione e assenza di fonti di ignizione);
- mezzi attivi (ad esempio rilevamento, isolamento, ventilazione ed estinzione).

La valutazione del rischio dovrebbe essere effettuata da esperti qualificati secondo uno standard riconosciuto<sup>26</sup>.

La valutazione del rischio deve analizzare:

- il sistema del combustibile GNL e stazione di bunkeraggio a bordo della nave ricevente;
- il sistema di bunkeraggio e postazione di scarico a bordo della nave cisterna;
- le operazioni di bunkeraggio STS in loco;
- la revisione critica dei manuali operativi.

---

<sup>26</sup> ad esempio, norme ISO 31010, Gestione del rischio - Tecniche di valutazione del rischio

### 5.5.1.2 Zone di sicurezza

Lo scopo delle zone di sicurezza è quello di ridurre la frequenza di ignizione escludendo le fonti di ignizione controllate e incontrollate dalla zona (eccetto quelle necessarie e correlate all'operazione di bunkeraggio).

La zona di sicurezza deve consentire un controllo sicuro delle operazioni all'interno di un'area definita e mitigare potenziali pericoli originati da:

- operazioni di bunkeraggio del GNL a fianco o all'ancoraggio con un impatto su terze parti e navi passanti o ormeggiate in loco;
- potenziale impatto sulle operazioni di bunkeraggio dovute al traffico navale o il rischio di incidenti derivanti da terze parti in un luogo vicino.

L'estensione della zona di sicurezza deve essere stabilita mediante una metodologia basata sul rischio che includa la considerazione esplicita della probabilità degli eventi. Tale metodologia si basa sulla definizione delle conseguenze del rilascio e delle probabilità delle quantità del rilascio, della posizione del rilascio e del potenziale di ignizione in un ambiente prevalente nell'area delle operazioni.

Generalmente, la valutazione seguirà una metodologia QRA<sup>27</sup> e deve comprendere l'identificazione dei pericoli, la definizione degli scenari di rilascio e l'analisi delle conseguenze.

## 5.5.2 Requisiti operativi di bunkeraggio

### 5.5.2.1 Generale

Considerato che la sicurezza occupa una posizione di rilievo, il bunkeraggio del GNL come combustibile è al centro della ricerca e dello sviluppo in tutto il mondo. Attualmente esiste una normativa internazionale limitata, quindi le autorità portuali, le amministrazioni di bandiera, le società di classificazione e i produttori stanno collaborando per sviluppare tecnologie e procedure per il bunkeraggio sicuro del GNL.

Questo capitolo fornirà una panoramica dei bunkeraggi, presenterà una procedura delineata per il bunkeraggio sicuro del GNL come combustibile e identificherà alcuni aspetti importanti che devono essere considerati durante il bunkeraggio. L'attenzione si concentra solitamente sulle operazioni STS di bunkeraggio del GNL effettuate da navi cisterna operative a livello commerciale insieme alle navi riceventi.

---

<sup>27</sup> Valutazione Quantitativa del Rischio

### 5.5.2.2 *Principali aree di interesse delle operazioni di bunkeraggio*

Per le operazioni di bunkeraggio, le aree principali su cui le parti interessate devono concentrarsi sono le seguenti:

- sistemi/procedure di sicurezza;
- sicurezza antincendio;
- durata delle operazioni di bunkeraggio del GNL;
- preparazione per le operazioni di bunkeraggio del GNL;
- operazioni di bunkeraggio del GNL;
- completamento delle operazioni di bunkeraggio del GNL;
- operazioni simultanee (SIMOPS);
- manuale delle operazioni per la nave ricevente, il porto/terminal e il fornitore di servizi;
- formazione delle parti coinvolte;
- documentazione generale;
- liste di controllo;
- valutazione del rischio e conformità;
- zone controllate;
- navigazione e ormeggio;
- quantità e controllo di qualità;
- sistemi di gestione: licenze, autorizzazioni, permessi e sistema di gestione ambientale (EMS);
- specifiche tecniche dell'apparecchiatura;
- procedure di emergenza;
- ruoli e responsabilità.

Le norme ISO 20519 e le linee guida dell'Agenzia europea per la sicurezza marittima (EMSA) alle autorità portuali per il bunkeraggio del GNL, sono due dei principali documenti che forniscono indicazioni e informazioni su tutte queste aree.

### 5.5.2.3 *Uso di liste di controllo*

A causa della varietà di navi riceventi e di un certo numero di navi cisterna che partecipano alle operazioni nel porto, si ritiene che le liste di controllo forniscano l'unico importante strumento di gestione del rischio che garantisce che le operazioni siano condotte in modo sicuro.

Le liste di controllo tipiche possono essere le seguenti:

- lista di controllo: fase di pianificazione;
- lista di controllo: pre-bunkeraggio;
- lista di controllo: trasferimento pre-carburante;
- lista di controllo post-bunkeraggio.

È consigliabile che le copie controllate di queste liste di controllo siano disponibili almeno nelle stazioni di controllo del bunker e nel ponte. Anche la norma ISO 20519 promuove l'uso di liste di controllo e include quelle rilevanti.

Complessivamente, comunicazione, cooperazione e pianificazione sono tre parole che sono considerate vitali. Anche la nozione di valutazione e monitoraggio del rischio è posta al centro di queste operazioni, e i ruoli e le responsabilità devono essere chiari, in modo che i processi siano seguiti di conseguenza. E ciò deve essere applicabile a tutte le parti interessate.

### 5.5.3 **Esempi applicativi**

Il bunkeraggio di GNL può assumere diverse forme in termini sia di supply chain che di modalità di rifornimento, consentendo di distinguere diverse attrezzature, navi e infrastrutture a seconda della soluzione di bunkering considerata. Nei paragrafi a seguire, vengono analizzate e proposte le soluzioni attualmente disponibili per il bunkeraggio di GNL nelle modalità di rifornimento sopra descritte, evidenziando le unità e le tecnologie attualmente impiegabili, nonché una serie di esempi recenti di deployment, utili a considerarne il diverso grado di maturità e di fattibilità operativa.

#### 5.5.3.1 *Soluzioni Ship-to-Ship e esempi applicativi*

Come già anticipato schematicamente in precedenza, il bunkeraggio in modalità Ship-to-Ship (STS) è il trasferimento di GNL da una nave o chiatta, ad un'altra nave per l'utilizzo come combustibile. Le operazioni di bunkeraggio possono essere effettuate al porto o in mare aperto.

Tra i principali vantaggi di questo tipo di trasferimento vi è la possibilità di operare in mare anche senza dover entrare in porto se le condizioni meteorologiche e del moto ondoso lo consentono, oltre alla possibilità di movimentare ingenti volumi di prodotto in tempi veloci.

Le navi adibite al conferimento del GNL sono vettori di medie dimensioni usati per il trasporto regionale del GNL con la prospettiva di utilizzo in qualità di combustibile navale o per utilizzo industriale del gas naturale in aree remote. Le navi attualmente operative o in costruzione sono a doppio scafo con capacità tra i 7.500 ed i 30.000 m<sup>3</sup>. La stazza e le dimensioni delle navi dipendono dalla domanda del mercato e dalle limitazioni fisiche dell'area di scarico, quali le dimensioni del sito per l'ormeggio ed il pescaggio dell'accosto.

Tali navi possono essere caricate presso i terminali di importazione del GNL. Il caricamento avviene attraverso condotte criogeniche e tubi flessibili o bracci fissi ad un rateo tipico di 1.000-6.000 m<sup>3</sup>/h (a seconda delle dimensioni della nave). I vapori di GNL prodotti al serbatoio vengono riportati al terminal attraverso una condotta di ritorno. Anche lo scarico della nave al terminal o presso la stazione di bunkeraggio è effettuato tramite condotte criogeniche, tubi flessibili o bracci fissi. Il GNL viene pompato verso il terminal utilizzando pompe sommergibili adattate ai serbatoi della nave ad un rateo tipico tra i 1.000 ed i 6.000 m<sup>3</sup>/h.



Figura 41 - Rendering e illustrazione della bunker ship “Coral Methane” (Fonte: Anthony Veder Group)



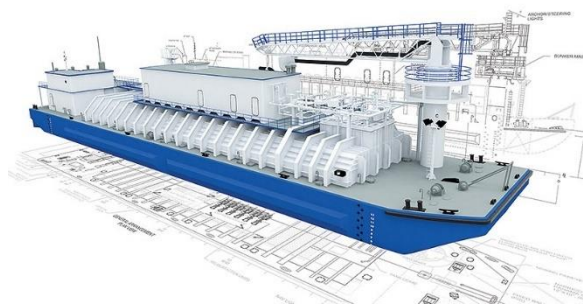


Figura 42 - Rendering e illustrazione della bunkerina “Clean Jacksonville” (Fonte: Herbert Engineering)

Le navi per il bunkeraggio di GNL sono imbarcazioni di piccola e media taglia. Durante il bunkeraggio il GNL è pompato direttamente dalle cisterne della nave bunker al serbatoio dell'imbarcazione che deve essere rifornita.

Il design delle bunker ship è lo stesso delle navi per il conferimento di GNL ed hanno tipicamente una capacità di 500-20.000 m<sup>3</sup>.

Le bunker ship GNL giocano oggi un ruolo fondamentale nelle possibilità di incremento della capacità di bunkering in quanto consentono di superare le problematiche legate alle operazioni di rifornimento lato costa/in banchina. Il rifornimento dal lato opposto della banchina consente maggiore flessibilità nelle operazioni di rifornimento e portuali.

La tabella seguente riporta le caratteristiche dimensionali principali per le diverse taglie di LNG bunker ship di piccole e medie dimensioni (1.500-7.500 m<sup>3</sup>, fonte Damen). Tali navi garantiscono una buona flessibilità operativa anche per l'utilizzo all'interno degli specchi acquei portuali, avendo pescaggi ridotti (tra 3-5 m) e lunghezza ricompresa tra 70 e 115 m.

Bunker ship di maggiori dimensioni variano limitatamente sotto il profilo dimensionale, arrivando a raggiungere i 125 m di lunghezza per un pescaggio di 6,6 m nella configurazione da 10.000 m<sup>3</sup> (fonte Wartsila).

Capacità di carico GNL (m3)	7.500	6.500	4.000	3.000	1.500
Lunghezza (m)	115,84	105,9	99,9	99,9	72,27

Pescaggio (m)	5,6	5,6	3,25	3,25	3.05
Velocità massima (kts)	13	13	10	10	10
Larghezza (m)	18,6	18,6	13,5	11,3	11.3

Tabella 29 - Caratteristiche dimensionali principali delle diverse taglie di LNG bunker ship

Le bunker ship di piccole dimensioni (500-3.000 m<sup>3</sup>) sono solitamente equipaggiate con una o due cisterne, principalmente di forma cilindrica con una pressione di progetto da 3 a 4 bar (cisterna IMO di tipo C) ed una capacità della singola cisterna di 500-2.000 m<sup>3</sup>.

Tali navi possono essere caricate presso bunker di piccole/medie dimensioni o presso grandi terminal di import. Il caricamento avviene attraverso condotte criogeniche e tubi flessibili oppure bracci fissi ad un rateo di 60-3.000m<sup>3</sup>/h a seconda delle dimensioni della cisterna della nave.

Le bunker ship che trasportano il GNL sono soggette all'International Code for the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk (IGC Code) dell'IMO, a meno che l'imbarcazione non operi esclusivamente in acque interne, al di fuori del campo di applicazione del suddetto Codice. In tal caso le norme saranno definite a livello nazionale ed in ambito europeo si applicheranno l'ADN (Accordo Internazionale per il Trasporto di Merci Pericolose per Vie di Navigazione Interna), la direttiva 2016/1629 o il regolamento RVIR (Rhine Vessel Inspection Regulations).

## **Bettoline**

Le bettoline per il bunkeraggio del GNL sono sostanzialmente la versione non propulsa delle navi bunker. Esse sono compatibili con tutti i diversi *range* di capacità e sistemi di contenimento e sono in crescita il numero di progetti che vengono sviluppati con questa modalità di approvvigionamento.

Gli spostamenti delle bettoline vengono gestiti attraverso rimorchiatori o qualunque altro mezzo in grado di far muovere la bettolina in area portuale in rispondenza ai fabbisogni di rifornimento di GNL nelle diverse possibili postazioni.

L'uso di un rimorchiatore o di una unità esterna per gli spostamenti rappresenta da un lato un elemento di flessibilità che consente di movimentare diverse unità galleggianti con un unico mezzo a motore; dall'altro lato si possono presentare difficoltà di manovra in acque molto trafficate.

Le bettoline possono essere dotate di cisterne integrate oppure, di cisterne posizionate sopra il ponte principale.

Se per le navi bunker vigono norme derivanti dall'IGC ed IGF Code, per le bettoline sembrano non essere presenti norme specifiche applicabili ai casi di trasporto e bunkeraggio di GNL<sup>28</sup>. Ciò può comportare implicazioni legate all'armonizzazione di tali mezzi galleggianti che dovranno essere tenute in considerazione da parte delle Autorità Portuali.

Da un punto di vista dell'inquadramento normativo, il bunkeraggio di GNL da un pontone GNL può sembrare, in prima battuta, una modalità di bunkeraggio PTS. È tuttavia necessario prestare particolare attenzione al fatto che il pontone può essere considerato un'unità mobile, con implicazioni per il quadro normativo applicabile.

L'approccio di buona pratica consigliato nell'attuale orientamento è considerare tali pontoni come infrastruttura semifissa, da inquadrare nell'ambito di un ambito normativo adeguato in materia di prevenzione degli incidenti rilevanti. In particolare, è raccomandato di valutare la posizione in cui pontone è ormeggiato come un potenziale stabilimento Seveso, prendendo la sua capacità di stoccaggio come principale criterio indicativo per la classificazione della posizione. La principale prevenzione degli incidenti per quanto riguarda le strutture galleggianti, come i pontoni, dovrebbe portare a considerazioni che potrebbero influenzare il porto adiacente che circonda la posizione di ormeggio.

Dal punto di vista delle unità esistenti, ad oggi non risultano pontoni per il bunkeraggio di GNL pienamente operativi in Europa.

Sono tuttavia una realtà consolidata nelle vie navigabili interne in Cina, che ha conosciuto un vero e proprio boom nel settore della costruzione di navi a gas e nell'uso del GNL come combustibile marino negli ultimi dieci anni, contando oltre 19 stazioni di rifornimento navale di GNL, tra cui impianti di rifornimento a terra e pontoni galleggianti per il bunkeraggio situati per lo più lungo il fiume Yangtze, il fiume Pearl e il canale di Pechino-Hangzhou.

---

<sup>28</sup> Le bettoline per il trasporto di gas liquefatti in grandi quantità devono soddisfare i requisiti dell'IGC Code o di altri standard nazionali applicabili ai casi di mezzi non motorizzati.



Figura 43 - Due serbatoi di GNL da 250 m<sup>3</sup> installati sul pontone di Baguazhou (Fonte: Jiangsu Haiqiguanghua. CIMC)

In Europa, sebbene siano diverse le chiatte che impiegano GNL come combustibile alternativo (specialmente nelle vie navigabili interne), l'unico esempio di pontone per il rifornimento di GNL in modalità STS è stato realizzato nell'ambito del progetto UE Core LNGas Hive. Il progetto ha previsto il retrofit di una chiatta-tanker non propulsa, che a febbraio 2018 ha condotto il primo test pilota della nave per le operazioni di carico di GNL nel porto di Bilbao, trasferendo 90 metri cubi di GNL a una nave in transito.

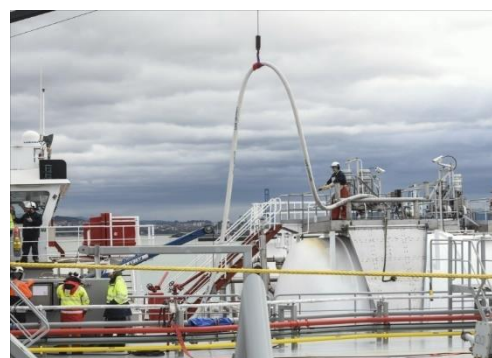


Figura 44 - Test pilota di STS bunkering nel porto di Bilbao utilizzando un pontone (Fonte: Progetto CORE LNGas Hive)

La nave Oizmendi, precedentemente chiamata Monte Arucas, ha subito alcune trasformazioni per essere equipaggiata sia con serbatoi di olio combustibile convenzionale, sia con due serbatoi di GNL da 300 m<sup>3</sup> ciascuno. Il retrofit è stato realizzato nell'arco di sette mesi presso Astilleros de Murueta (il primo cantiere navale a convertire una nave di questo tipo) e ha comportato un investimento di 5,5 milioni di euro.

Diverso il discorso per quanto concerne gli ordini effettuati per questo tipo di unità, di cui vengono di seguito proposti alcuni esempi rappresentativi, per i quali è prevista la consegna entro il prossimo biennio.

Fluxys e Titan LNG hanno unito le forze per costruire FlexFueler 002, un pontile bunkeraggio per rendere il gas naturale liquefatto (LNG) più ampiamente disponibile come combustibile per le spedizioni nel porto e nella regione di Anversa.

Il pontone, che sarà lungo 76,40 metri e largo 11,45, sarà equipaggiato con quattro cisterne di carico di tipo C sottovuoto in grado di trasportare fino a 370 m<sup>3</sup> di GNL, per un totale di quasi 1.500 m<sup>3</sup> di capacità di stoccaggio. Il pontone non è semovente e per l'assistenza nella manovra sarà guidato da un'unità esterna.

Il pontone per bunkeraggio FlexFueler 002 LNG, che verrà commissionato entro la metà del 2020, avrà come sede la banchina 526/528 nel porto di Anversa, ove già l'anno scorso Fluxys ha ottenuto una concessione per fornire servizi di bunkeraggio di GNL, e dove attualmente avvengono i rifornimenti navali di GNL in modalità truck-to-ship.

Un altro innovativo progetto che dovrebbe vedere la luce nel 2020 consiste nella costruzione di un'unità *Semi Ballastable Barge Transporter* (SBBT), che opererà nel Mar Mediterraneo e nel Mar Adriatico.

L'unità SBBT è composta da un rimorchiatore dual fuel (MDO e GNL) come elemento propulsivo e un pontone non motorizzato per la fornitura di combustibili a basso tenore di zolfo che verranno utilizzati per rifornire le grandi navi da crociera nel porto di Venezia. È quindi concepito come una sola unità ma separabile in due componenti distinte che in caso di necessità potranno operare separatamente, offrendo anche servizi di rimorchio, *escorting, rescue, supply e salvage*.

In particolare, le caratteristiche tecniche rilevanti del pontone sono le seguenti:

- Lunghezza complessiva (senza rimorchiatore): 89,4 m
- Larghezza: 26,7 m
- Pescaggio massimo: 3,0 m
- Dislocamento a pieno carico: 5.526 T
- Capacità di stoccaggio: 4.000 m<sup>3</sup> di GNL e 1.000 m<sup>3</sup> di MDO

L'unità è stata progettata da SENER per Rimorchiatori Riuniti Panfido & C. s.r.l. uno dei più importanti proprietari e operatori di rimorchiatori e chiatte in Europa, con 130 anni di esperienza nei servizi marittimi, nell'ambito del progetto UE Poseidon MED II, che ha garantito un co-finanziamento di circa 11,7 Milioni di euro.

La consegna è prevista per il 2020, un orizzonte temporale in realtà più ravvicinato di quello previsto per il completamento del progetto relativo alla realizzazione di deposito costiero di GNL con capacità di 32.000 metri cubi a Porto Marghera di Venice LNG, dal quale l'unità di Panfido dovrebbe approvvigionarsi. La società dichiara di coordinarsi con Venice LNG in



modo che le caratteristiche tecniche del mezzo siano compatibili con quelle del futuro deposito e viceversa, aggiungendo che qualora questo non dovesse essere disponibile per i tempi di consegna del SSTB sarebbero pronti a trovare altre soluzioni per l'approvvigionamento del gas, tra le quali il costruendo terminal GNL di Krk in Croazia, via camion o via nave.



Figura 45 - Rendering del pontone GNL Flex Fueler 002 (Fonte: Titan LNG)

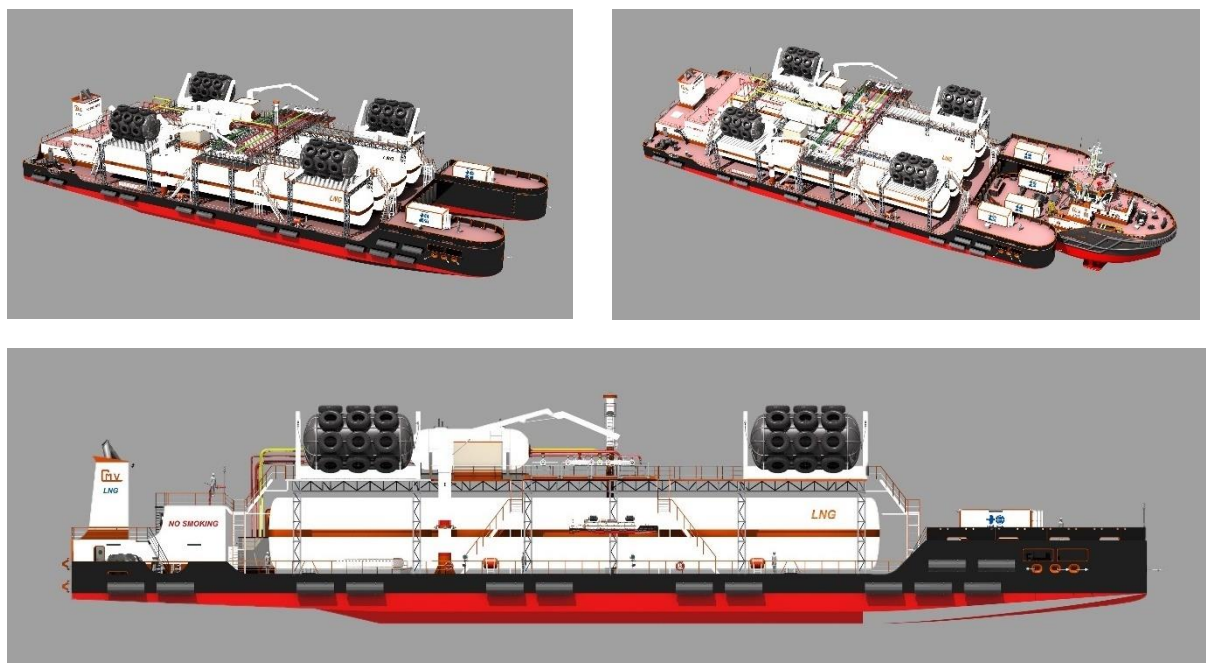


Figura 46 - Rendering dell'unità Semi Ballastable Barge Transporter (SBBT) (Fonte: Sener marine)

### 5.5.3.1.1 Attrezzature a bordo delle navi bunker

Indipendentemente dall'unità utilizzata per il bunkeraggio in modalità STS, bracci di carico e/o tubi flessibili saranno necessari per il trasferimento del GNL da nave carico a ricevente.

I tubi flessibili sono stati utilizzati con successo negli ultimi per specifici progetti nave-nave. Un esempio è dato dalla consolidata esperienza del traghetto Viking Grace, che utilizza tubazioni flessibili da 6 pollici collegati al collettore tramite un accoppiamento "a secco" e una disconnessione rapida marina. Si tratta di una metodologia di successo quando non è richiesta eccessiva flessibilità operativa e l'equipaggiamento è specifico per una nave ricevente.

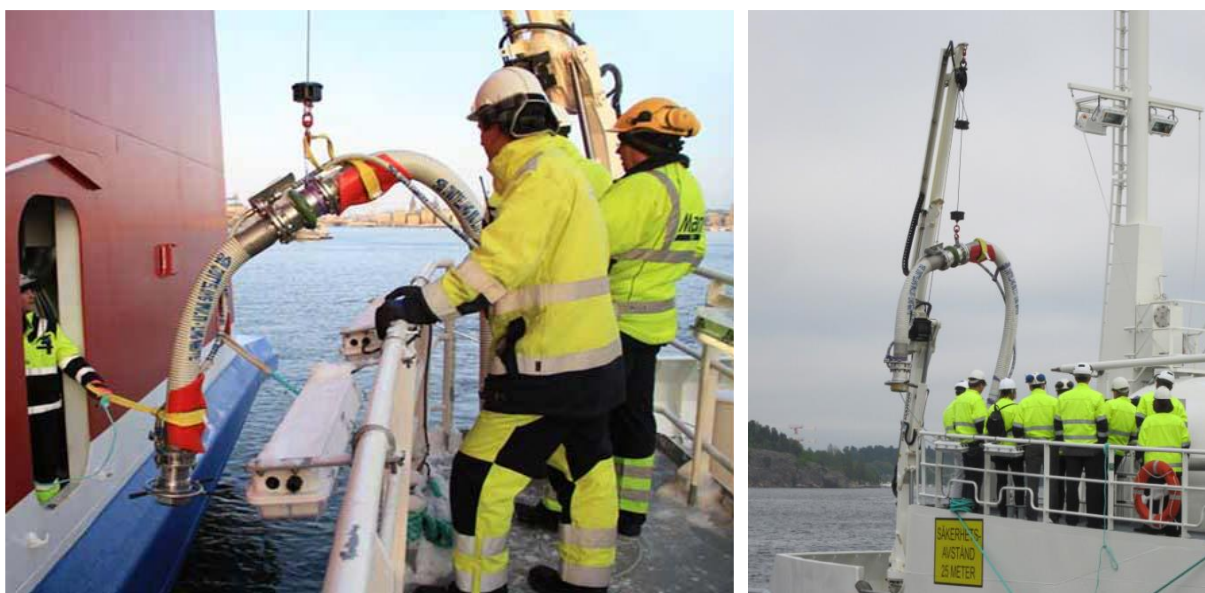


Figura 47 - Impiego di tubi flessibili per il trasferimento di GNL in modalità STS della bunker ship Seagas nel porto di Stoccolma (Fonte: Viking Line)

Lo stesso dicasi per la bunkerina Coralius, la quale ha effettuato oltre 100 operazioni di STS bunkering con tubi flessibili quasi tutti effettuati alla stessa nave ricevente.

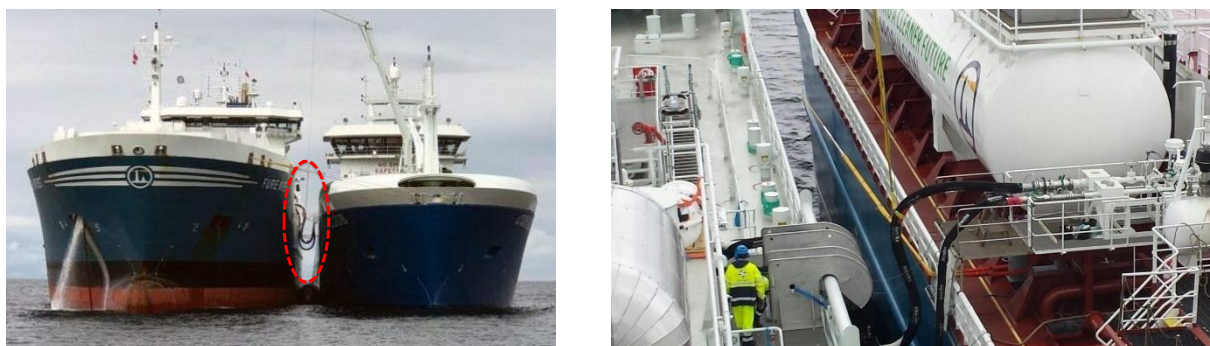


Figura 48 - Impiego di tubi flessibili per il trasferimento di GNL in modalità STS della bunkerina Coralius nel porto di Gotheborg (Fonte: Swedegas)



Il mercato in via di sviluppo sta tuttavia creando ventagli operativi sempre più ampi, implicando la necessità di fornire GNL a una moltitudine di navi con caratteristiche ed esigenze differenti. Nella progettazione delle navi per il bunkeraggio di GNL, questa esigenza viene soddisfatta adottando le tecnologie del braccio di carico. Questa non è una nuova tecnologia, ma storicamente è stata utilizzata su larga scala su FSRU, FLNG e terminali GNL. Ridurre questi progetti di bracci di carico alle esigenze di una nave da bunkeraggio di GNL richiede capacità ingegneristiche esperte per adattare il braccio a uno scafo più piccolo che serve una nave di grandi dimensioni.



Figura 49 - Rendering e unità realizzata di braccio di carico rigido articolato installabile a bordo nave (Fonte: FMC technologies)

Il nuovo braccio di carico di MC Technologies per il rifornimento di GNL da nave a nave è una progressione naturale dai suoi consolidati concetti terrestri. Come i bracci per le altre due applicazioni, il nuovo braccio è realizzato con tubazioni rigide e articolate e dotato di giunti girevoli, nonché delle comprovate tecnologie di accoppiamento/scollegamento rapido e di sistema di emergenza.

Il braccio controbilanciato è essenzialmente una versione ridotta dei bracci di carico montati in banchina. Dovendo essere montato su una nave soggetta a movimenti dinamici durante

le operazioni di trasferimento, il braccio incorpora anche funzioni di compensazione del movimento.

I realizzatori del concept hanno messo in luce come lo sviluppo del sistema non abbia posto ostacoli diretti alla progettazione di per sé. Piuttosto, è stata la mancanza di standard applicabili per i trasferimenti di bunkeraggio GNL e la necessità di far fronte a vincoli operativi dettati da differenti contratti commerciali che hanno posto sfide più grandi.

Il braccio articolato può ruotare di 270° ed incorpora una linea di liquido da 8" (in grado di gestire portate di GNL fino a 1.100 m<sup>3</sup>/ora) e una linea per i vapori di ritorno da 6", entrambi i quali possono sopportare una pressione operativa massima di 19 barg.

Il braccio interno per la linea del liquido è lungo 8,5 m il braccio fuoribordo è 10 m.

Il sistema di rilascio in emergenza del braccio azionato a distanza utilizza un unico attuatore idraulico per azionare i due gruppi di valvole a doppia sfera montati su ciascuna linea. La disposizione è orientata a fornire disconnessioni perfettamente sincronizzate e un livello di integrità equivalente a quello delle normali operazioni di trasferimento di GNL.

Bracci di carico articolati ma completamente rigidi sono più affidabili e sicuri ma hanno portata (in termini di distanza, non di rateo di trasferimento) e flessibilità limitate. Viceversa, condotte flessibili sono più versatili ma meno durevoli nel tempo e non sono ottimizzate per la disconnessione in caso di emergenza.



Figura 50 - Rendering e unità sviluppata di un braccio di carico innovativo semirigido (Fonte: JLA loading technology)

L'uso di un braccio rigido e di un tubo flessibile in una singola struttura, come la soluzione sviluppata da JLA Technologies, permette di combinare i vantaggi di entrambi ed è in grado di garantire:

- maggior efficacia e sicurezza in caso di disconnessione di emergenza in quanto i dispositivi sono sul lato del braccio non sul ponte della nave;
- la porzione di tubi flessibili sono relativamente corte e possono essere sostituite facilmente tubi anche di diametro differente per servire utenze diverse;
- aumento complessivo delle performance di sicurezza, durata e flessibilità pratiche.

le altre caratteristiche chiave di questo tipo di soluzioni possono essere così riassunte:

- braccio rigido primario e secondario, con attacco per tubo flessibile;
- struttura supportata per adattarsi alle variazioni di temperatura;
- nessun pesante contrappeso;
- ingombro minimo e limitata superficie occupata sul ponte;
- migliore ergonomia per l'operatore;
- momento di flessione ridotto al minimo;
- giunti girevoli;
- nessuna gru richiesta.

Il rifornimento in modalità Ship-To-Ship (STS) di GNL è giunto al suo sesto anno di sperimentazione pratica in Europa da quando la bunkerina GNL da 180 m<sup>3</sup> Seagas, un piccolo traghetto norvegese convertito, è entrata in servizio nel porto di Stoccolma nel 2013 per rifornire il traghetto Viking Grace con 70 tonnellate di GNL quasi tutti i giorni della settimana.

Eppure, fino al 2017 Seagas è rimasto l'unico operatore ad avere esperienza diretta. È solo dal 2017, infatti, che il mercato delle cosiddette bunkerine ha cominciato a prendere piede, con l'entrata in servizio delle tre unità Enge Zeebrugge (5.000 m<sup>3</sup> operativa nel porto di Zeebrugge), Cardissa (6.500 m<sup>3</sup> operativa nel porto di Rotterdam) e Coralius (5.800 m<sup>3</sup>, che serve nel Mar Baltico occidentale, incluso lo Skagerrak).

Queste e le molte altre nuove costruzioni stanno consentendo alla crescente flotta di navi a gas di essere alimentate in modo più sicuro, più tempestivo ed efficiente di quanto sia possibile con i trasferimenti di GNL TTS. È infatti opinione comune che per le grandi navi dual fuel con tempi ridotti di permanenza in porto il STS sia l'unica opzione praticabile.

Il 2017 è stato anche degno di nota per i contratti di nuova costruzione per quattro vettori costieri GNL da 7.500 m<sup>3</sup>, di cui due per la Korea Line e due per Avenir LNG (tutti previsti

per la consegna nel 2019-2021). Durante le prime cinque settimane del 2018 è stata ordinata una bunker ship quasi tre volte più grande di una tipica unità di questo tipo, ed ha avuto luogo la prima operazione di rifornimento di GNL a Bilbao (Spagna) utilizzando una chiatta retrofittata.

Il 16 gennaio 2019, AIDAnova, la prima nave da crociera al mondo alimentata a GNL della compagnia tedesca AIDA Cruises (Carnival Corporation), ha effettuato con successo la sua prima operazione di bunkeraggio in modalità Ship-to-ship a Santa Cruz de Tenerife, nelle Isole Canarie (Spagna).



Figura 51 - Operazioni di STS bunkering alla nave AIDA Nova da parte di Coral Methane nel porto di Santa Cruz de Tenerife (Fonte: Conferenza GNL)

Da notare come, a differenza delle unità AIDAPerla e AIDAPrima, appartenenti alla classe Hyperion (senza sistema di contenimento per il GNL che viene usato solo per la generazione elettrica durante la sosta in porto, quindi approvvigionabili in modalità truck-to-ship), i volumi della nuova classe Helios a cui AIDAnova appartiene, impongono la scelta della modalità di bunkeraggio STS. L'operazione è stata effettuata dalla Coral Methane, una nave da 7.500 m<sup>3</sup> costruita nel 2009 per il gruppo armatoriale Anthony Veder, che è stata modificata nel 2018 da tanker per il GPL a nave da bunkeraggio di GNL.

Nel febbraio 2019, la Kairos da 7.500 m<sup>3</sup> che il cantiere coreano Hyundai Mipo ha costruito per Babcock Schulte Energy, una joint venture Bernhard Schulte Shipmanagement/Babcock International, è stato battezzato presso il Cruise Center di Amburgo, diventando così, per il momento, la più grande unità operativa in servizi di bunkeraggio di GNL a grandi navi oceaniche nella regione baltica e nell'Europa nordoccidentale.





Figura 52 - LBV Kairos nella prima operazione di rifornimento STS alla nave portacontainer Wes Amelie a largo del porto di Amburgo (Fonte: Wordmaritimenews)

A testimoniare la versatilità delle bunkerine e della loro capacità di servire diverse utenze in aree geografiche relativamente ampie, sempre la Kairos, un mese dopo il rifornimento della portacontainer Wes Amelie a largo di Amburgo, ha completato la prima operazione di bunkeraggio di GNL per il nuovo traghetto MS "Visborg" presso il molo dei traghetti del porto di Visby (Svezia orientale). A quest'operazione è seguito poi il rifornimento, nel mese di aprile 2019, della "Fure Valö", nave petroliera gestita dalla Gothia Tanker Alliance, che ha ricevuto il GNL nella zona di ancoraggio di Sandhamn, vicino alla capitale svedese di Stoccolma.



Figura 53 - LBV Kairos nella prima operazione di rifornimento STS al traghetto Visborg nel porto di Visby (Svezia) (Fonte: Wordmaritimenews)

L'infrastruttura per il bunkeraggio del GNL si sta espandendo, incoraggiando gli operatori ad adottare il GNL come combustibile marino alternativo. Dalla disponibilità di infrastrutture limitata a pochi porti selezionati, la copertura delle installazioni eroganti servizi di Small Scale si è estesa globalmente fino a comprendere 24 dei 25 porti più importanti del mondo.

La tendenza è la medesima per quanto riguarda le infrastrutture mobili, in particolare le cosiddette bunkerine (LBV), delle quali è stata progressivamente estesa la gamma e la flessibilità operative e in merito alle quali, i costruttori navali stanno investendo in nuovi concetti e nella ricerca di tecnologie criogeniche innovative per sostenere la continua crescita degli ordini.

All'inizio del 2017, l'unica nave bunker in servizio (la SeaGas nel porto di Stoccolma) è stata affiancata da altre sette entro la fine del 2018. Si tratta di un fenomeno che è destinato a continuare, con SEA/LNG che prevede l'arrivo di circa altre 30 navi di questo tipo nei prossimi cinque anni.

Secondo la piattaforma Alternative Fuel Insight di DNV GL, oggi sono in funzione 8 navi bunker, altre 14 sono state decise (comprese quelle già ordinate dai cantieri o noleggiate) e altre sei risultano al momento in discussione.

In definitiva, il mercato delle navi da bunker di GNL sta mostrando solo timidi segni di rallentamento e la concorrenza per gli ordini rimarrà probabilmente agguerrita, con i cantieri navali che continuano a consolidare le loro competenze.

Se l'entrata in servizio di nuove navi bunker nel Baltico completerà la già forte infrastruttura di rifornimento a terra, in altri mercati, le LBV svolgeranno un ruolo ancora più centrale nell'assicurare l'erogazione di servizi Small Scale.

In quest'ottica, è plausibile ritenere che l'entrata in servizio dell'unità di Avenir LNG nel Mediterraneo costituirà il precedente per altri investimenti del genere, molto probabilmente anche in Italia e nel bacino del Mar Tirreno, a complemento tanto dei nuovi impianti di stoccaggio modulari attualmente in fase di autorizzazione, quanto degli impianti di rigassificazione esistenti che potrebbero essere adeguati per offrire servizi di Small Scale bunkering (es. OLT offshore e Panigaglia).

Anno di consegna	Proprietario	Operatore/ charterer	porto operativo di riferimento	Paese/ area operativa	Capacità (m <sup>3</sup> )	Stato
2013	AGA Gas	AGA Gas	Stoccolma	Svezia	180	Operativa
2017	Marine LNG Zeebrugge	Marine LNG Zeebrugge	Zeebrugge	Belgio	5.000	Operativa
2017	Shell	Victrol NV/CFT	Rotterdam	Paesi Bassi	6.500	Operativa

Anno di consegna	Proprietario	Operatore/ charterer	porto operativo di riferimento	Paese/ area operativa	Capacità (m <sup>3</sup> )	Stato
2017	Gasum	Gasum	Goteborg	Area Baltica	5.800	Operativa
2018	Itsas Gas	Itsas Gas	Bibao	Spagna	600	Operativa
2018	Anthony Veder	Anthony Veder	TBD	Spagna	7.500	Operativa
2018	Nauticor (Linde Group)	Nauticor (Linde Group)	Stoccolma	Svezia	7.500	Operativa
2018	TOTE Maritime	TOTE Maritime	Jacksonville	Florida (USA)	2.200	Operativa
2019	Korea Line	Kogas	Busan	Corea del Sud	7.500	Ordine deciso
2019	Korea Line	Kogas	Busan	Corea del Sud	7.500	Ordine deciso
2019	Titan LNG	TBD	Anversa	Belgio	1.500	Ordine deciso
2019	LNG Shipping (Victrol)	Shell	Rotterdam	Paesi Bassi	3.000	Ordine deciso
2019	Titan LNG	TBD	Amsterdam	Paesi Bassi	1.480	Ordine deciso
2019	Avenir LNG	Avenir LNG	Santa Giusta (Oristano)	Italia	7.500	Ordine deciso
2020	Avenir LNG	Avenir LNG	TBD	TBD	7.500	Ordine deciso
2020	Rimorchiatori Panfido	Rimorchiatori Panfido	Venezia	Italia	4.000	Ordine deciso



Anno di consegna	Proprietario	Operatore/ charterer	porto operativo di riferimento	Paese/ area operativa	Capacità (m <sup>3</sup> )	Stato
2020	ENN Energy	TBD	Zhoushan	Cina	8.500	Ordine deciso
2020	CLS	CLS	Chubu	Giappone	3.500	Ordine deciso
2020	Ecobunker Shipping	Yokohama	TBD	Giappone	2.500	Ordine deciso
2020	Q-LNG	Harvey Gulf/Shell	TBD	USA	4.000	Ordine deciso
2020	MOL	Total	Amsterdam/Rotterdam/Antwerp	Paesi Bassi, Belgio	18.600	Ordine deciso
2020	Shturman Koshelev	Gazpromneft	TBD	Area Baltica	5.800	Ordine deciso
2020	Elenger (Eesti Gaas)	Elenger (Eesti Gaas)	TBD	Area Baltica	6.000	Ordine deciso
2020	NYK, Kyushu Electric Power Co, Saibu Gas Co and The Chugoku Electric Power Co	TBD	Setouchi / Kyushu	Giappone	3.500	Ordine in discussione
2020	Naturgy	TBD	Barcellona	Spagna	6.000	Ordine in discussione
2021	MOL	Total	Singapore	Singapore	12.000	Ordine deciso

Anno di consegna	Proprietario	Operatore/ charterer	porto operativo di riferimento	Paese/ area operativa	Capacità (m <sup>3</sup> )	Stato
2021	Woodside	Woodside	Dampier	Australia	12.000	Ordine in discussione
2021	Avenir LNG	Avenir LNG	TBD	TBD	7.500	Ordine deciso
2021	Avenir LNG	Avenir LNG	TBD	TBD	7.500	Ordine deciso

Tabella 30 - Elenco delle bunker ship operative ed in costruzione

### 5.5.3.2 Soluzioni terminal (Port)-to-Ship e esempi applicativi

Nella modalità di bunkeraggio Terminal-to-Ship, il GNL viene trasferito da un serbatoio di stoccaggio fisso a terra (tipicamente in porto o in aree ad esso limitrofe) attraverso una linea criogenica con bracci di carico (nel caso di un serbatoio di stoccaggio di un terminale di rigassificazione), con una estremità flessibile o il tubo di una nave ormeggiata ad una banchina o molo nelle vicinanze. La vicinanza è consigliata dai costi di installazione e gestione di una pipeline criogenica. Il serbatoio a terra può essere di stoccaggio intermedio, presso un Terminale GNL o un deposito costiero. Può essere un piccolo serbatoio in pressione a sua volta alimentato via autobotte, via treno, via bettolina (shuttle vessel) o tramite un mini-impianto di liquefazione. In alternativa può essere usato un serbatoio di grande dimensione a pressione ambiente (in particolare nel caso di presenza di un impianto di rigassificazione nelle vicinanze). La soluzione PTS garantisce velocità di flusso più elevate, adeguate a rifornire navi di grandi dimensioni, rispetto alla soluzione TTS.

#### 5.5.3.2.1 Soluzioni per il trasferimento di GNL in banchina

##### 5.5.3.2.1.1 Condotte criogeniche

Le condotte criogeniche per il bunkeraggio del GNL consentono di trasferire il combustibile dal luogo di stoccaggio fino alla banchina di rifornimento alla nave.

Dal punto di vista dei materiali utilizzati, solitamente si tratta di tubazioni a doppio strato in acciaio criogenico del tipo VIP, con un ulteriore strato di isolante interposto tra i due tubi metallici. Il tubo interno contiene liquido, il tubo esterno mantiene l'isolamento tramite il vuoto che viene creato fra i due tubi e sopporta anche i carichi esterni. L'intercapedine tra i tubi è dotata di un isolamento sottovuoto, e la contrazione termica del tubo interno è compensata con dei soffiotti o dei "loops" lungo linea.

I diametri variano dai 12” per il collettore principale del GNL (da nave a serbatoi), fino ai 3” ovvero le tubazioni di ingresso del GNL ai vaporizzatori (quelle per il bunkeraggio del GNL saranno nell’ordine degli 8”). La pipeline totale è limitata all'efficienza dell'isolamento e, in linea di principio, non dovrebbe essere superiore a 250 m. L'uso di linee flessibili deve essere altresì limitato in quanto comporta maggiori perdite di calore e perdita di pressione rispetto alle sezioni di tubo rigide.

Solitamente le condotte sono alloggiare in un cunicolo interrato costruito in calcestruzzo armato con copertura carrabile. Il cunicolo, che sarà intervallato da loop di espansione per le tubazioni criogeniche, dev’essere interamente ispezionabile e aerato, prevedendo l’installazione delle tubazioni per il GNL per il carico dei serbatoi, quelle per il BOG e quelle per il bunkeraggio. Inoltre, dovranno essere presenti anche le tubazioni per la linea di spurgo direttamente connessa alla torcia. Dovranno poi essere predisposti dei corrugati per il passaggio delle linee elettriche e cavi di segnale per la trasmissione dei dati di processo.

La progettazione del layout delle condotte criogeniche può comunque prendere in considerazione diverse soluzioni di collocamento in impianto, prevedendo ad esempio la collocazione aerea progettata per ridurre l’impatto sulle condotte GNL dei rischi associati alla circolazione dei veicoli.

Indipendentemente da come e dove siano collocati, occorre prestare particolare attenzione alla sicurezza con misure e barriere speciali per mitigare il rischio di eventi pericolosi che interessino tali componenti.

Infine, dovranno essere previsti sistemi di inertizzazione delle condotte per mantenerle in sicurezza quando non vi siano procedure di bunkeraggio in corso.

#### 5.5.3.2.1.2 Bracci di carico

La modalità di bunkeraggio da terminale prevede l’installazione di bracci di carico e scarico rispettivamente per flusso di GNL e flusso di BOG.

Nei bracci criogenici per GNL la struttura tubolare è in acciaio inossidabile austenitico ed è sostenuta da una struttura reticolare in acciaio al carbonio fissata al pontile di attracco.

Le condotte sono connesse tra loro attraverso 6 giunti rotanti “*swivel joint*”, che permettono al braccio di assecondare i movimenti della nave durante il collegamento. Il braccio di carico è progettato in modo da essere equilibrato, quando a vuoto, in ogni posizione grazie a un sistema di contrappesi.



Figura 54 - Tipici bracci di carico/scarico del GNL in banchina (Fonte: Kanon technologies)

Il braccio di carico è progettato per essere movimentato esclusivamente a vuoto. L'unico caso in cui è previsto che il braccio sia movimentato a pieno è dopo lo scollegamento di emergenza.

La struttura portante del braccio criogenico GNL è composta dai seguenti componenti:

- **Colonna:** tubazione in acciaio al carbonio per bassa temperatura fissata al pontile tramite dei tiranti in acciaio ad alta resistenza;
- **Squadra di testa colonna:** posizionata sulla sommità della colonna contiene le due ralle che permettono la rotazione del braccio interno nel piano verticale ed in quello orizzontale;
- **Braccio interno:** struttura reticolare collegata alla colonna per mezzo della squadra di testa colonna. La parte posteriore supporta il sistema dei contrappesi mentre la parte anteriore supporta la linea di prodotto. All'estremità della parte anteriore è posizionata la ralla di apex che permette il collegamento con il braccio esterno e la sua rotazione nel piano verticale. Nella parte posteriore del braccio interno sono inoltre posizionati gli attacchi per i cilindri oleodinamici di movimentazione;
- **Braccio esterno:** struttura reticolare collegata con il braccio interno tramite la ralla di apex. La parte posteriore è collegata con il sistema a pantografo mentre la parte anteriore supporta la linea di prodotto.

#### 5.5.3.2.2 Esempi applicativi recenti di TPS bunkering

Il bunkeraggio diretto da terminal GNL a nave intesa come utenza finale (es. traghetto o nave da crociera), e il relativo impiego di condotte criogeniche di lunghezza più o meno

rilevante, non risulta essere pratica comune, principalmente per la limitata flessibilità operativa. Le operazioni di bunkering da terminale ad oggi maggiormente diffuse sono infatti prevalentemente riconducibili ai servizi di reloading di navi metaniere, ovvero l'operazione con la quale il GNL, precedentemente importato e stoccato nei serbatoi di un terminale, viene ricaricato su navi metaniere (con capacità compresa tra 30.000 e 270.000 mc) per la riesportazione del prodotto, allo scopo di cogliere eventuali opportunità commerciali. Le problematiche tecniche da considerare sono identiche al caso precedente (Servizio di caricamento di GNL su navi bunker), ad eccezione dell'adattamento del pontile e delle altre strutture per l'ormeggio che non devono essere modificate. Le metaniere destinate al reloading, sebbene sovente di taglia inferiore, sono infatti le medesime navi che svolgono le operazioni di importazione del GNL, per l'approdo delle quali il Terminale è già predisposto.

Nel Nord Europa, nel 2016 la controllata di Gasum, Skangas, per la prima volta ha effettuato, in collaborazione con lo staff di Mann Tech (fornitore dei sistemi di trasferimento del GNL), un'operazione di bunkeraggio a una nave (Ternsund) direttamente dal primo terminale GNL della Finlandia a Pori, sulla costa occidentale.



Figura 55 - Operazioni di PTS bunkering alla nave Ternsund nel porto di Pori (Finlandia) (Fonte: Mann Tek)

Ad aprile 2017 Repsol e Enagás hanno effettuato la prima operazione di bunkering GNL in Europa direttamente da un impianto di rigassificazione a una nave.

L'operazione, parte del progetto CORE LNGas HIVE, cofinanziato dalla Commissione europea per incrementare l'uso di GNL come carburante nei trasporti, è stata il risultato della collaborazione tra Repsol, Enagás e l'Autorità Portuale di Cartagena. L'operazione di bunkering è durata 5 ore ed è stata effettuata per mezzo di tubi flessibili criogenici che collegano la nave direttamente al terminale. La nave Damia Desgagnés ha ricevuto 370 m<sup>3</sup> di GNL, il maggior volume mai rifornito ad una nave fino ad oggi in Spagna e per Repsol,



che in precedenti operazioni aveva fornito fino a 320 m<sup>3</sup> alla stessa nave con autocisterne GNL.



Figura 56 - Rifornimenti pilota in modalità PTS (sinistra) e TTS (destra) alla nave Damia Desgagnés nel porto di Cartagena presso il terminal Enagas (Fonte: CORE LNGas Hive)

Skangas ha annunciato che la prima stazione di bunkeraggio per gas naturale liquefatto (GNL) nei Paesi nordici è aperta e funziona con successo. La nuova stazione di bunker alimenta i traghetti da crociera della Fjord Line, che sono i primi e più grandi al mondo ad utilizzare motori alimentati esclusivamente a GNL, Risavika (Stavanger, Norvegia).

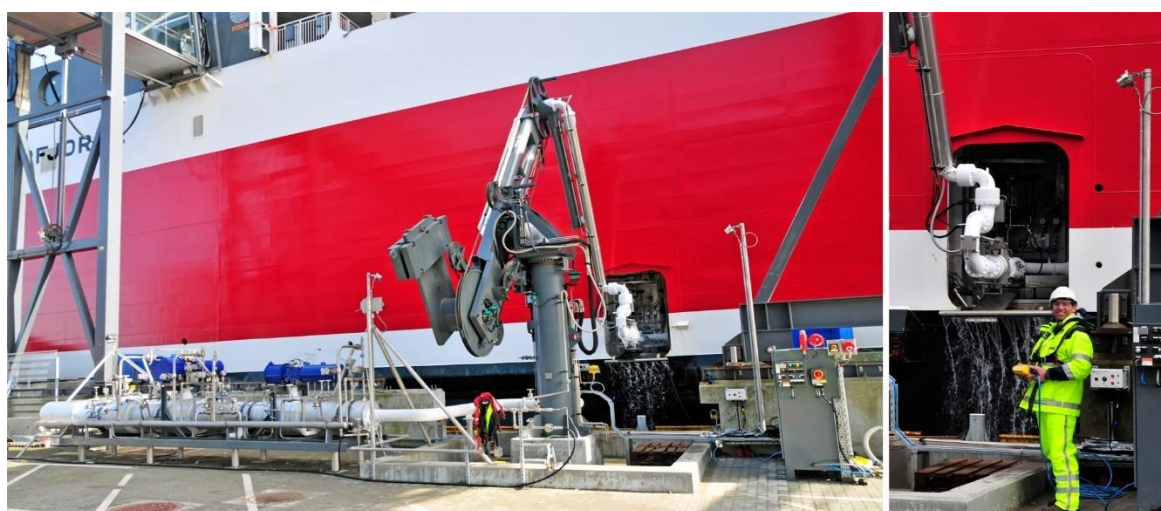


Figura 57 - Braccio di carico fisso in banchina per operazioni di PTS bunkering nel porto di Risavika (Fonte: Cryonorm BV)



La stazione, che si trova accanto all'impianto di liquefazione di Skangas che tratta 300.000 tonnellate all'anno, è direttamente collegata al serbatoio di stoccaggio di GNL da 30.000 metri cubi. Fornisce trasferimenti da terra a nave con ratei superiori ai 300 m<sup>3</sup>/ora. attraverso il primo "braccio di carico sviluppato esclusivamente per il bunkeraggio", secondo Skangas.

La stazione di bunkeraggio si trova in una posizione privilegiata, molto vicino alla principale rotta commerciale che corre lungo la costa occidentale della Norvegia. Con l'aggiunta della nuova stazione di bunkeraggio di GNL, il porto di Risavika è ora considerato il porto di bunkeraggio di GNL meglio attrezzato in Europa. Guardando al futuro, Risavika Havn e Skangas svilupperanno un'altra banchina in Risavika per il bunkeraggio di GNL.

Quattro operazioni di bunkeraggio in modalità PTS sono previste ogni settimana a Risavika per le due navi a GNL della Fjord Line. Mentre tramite TTS Skangas continuerà a fornire GNL via camion ad altre utenze, sempre nel comparto marittimo ma meno esigenti in termini di volumi. In prospettiva, gli operatori prevedono anche l'utilizzo futuro di un'unità navale per il trasferimento di GNL da nave a nave.

Altrettanto recente è l'avvio delle operazioni di TPS bunkering presso lo stabilimento di Swedegas nel porto di Göteborg, progettato per gestire sia il GNL che il BGL (Gio-GNL) e che si configura come il primo impianto in Svezia che consente a navi cisterna (in particolare la petroliera "Tern Sea") di rifornirsi dalla banchina fissa durante le operazioni di carico e scarico, riducendo così notevolmente i tempi di ormeggio.

L'impianto attualmente riceve GNL da autocisterne e ISO-container, trasferendolo poi alle navi tramite le condotte criogeniche e tubi flessibili in banchina.

Si prevede che la struttura, scalabile concettualmente, sia successivamente espansa prevedendo unità modulari di stoccaggio in porto, così da ricevere maggiori quantità di GNL anche tramite grandi metaniere.



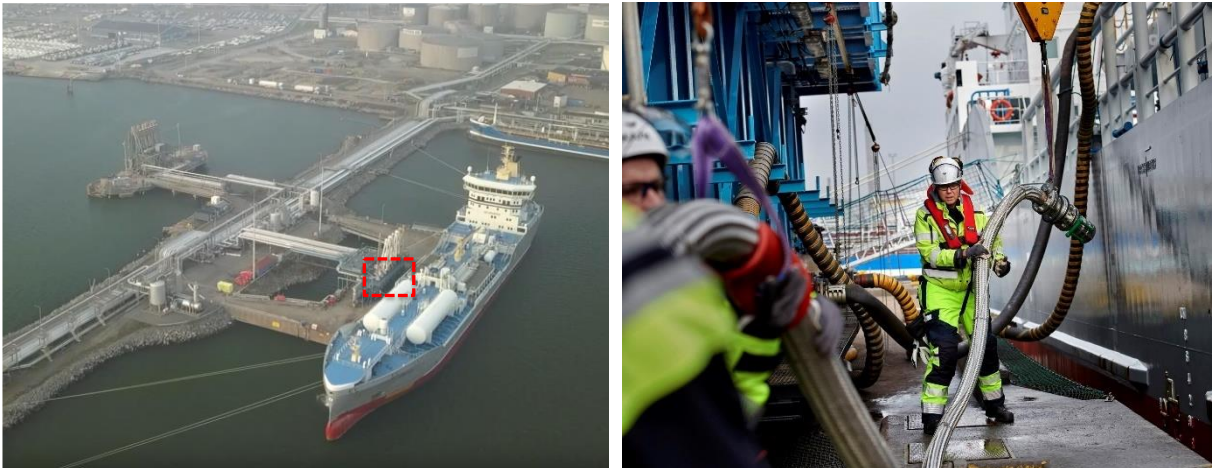


Figura 58 - PTS bunkering nel porto di Goteborg (Fonte: Swedegas)

### 5.5.3.3 Soluzioni Truck-to-Ship ed esempi applicativi

Il trasporto regionale, la distribuzione locale e il rifornimento navale di GNL possono anche avvenire attraverso l'utilizzo di autocisterne/ISO-container nella cosiddetta modalità truck-to-ship, ammesso che la distanza tra i punti di carico e scarico non sia troppo elevata (max 500 km) e il consumo previsto sia contenuto.

Tra le differenti modalità di bunkeraggio del GNL la "Truck-to-ship" (TTS) è quella più comunemente utilizzata, a causa della sua flessibilità operativa e dei limitati requisiti infrastrutturali, ma anche per il basso costo dell'investimento iniziale richiesto per l'operatività.

#### 5.5.3.3.1 Soluzioni per il trasporto del GNL su strada

Il GNL può essere trasportato in semirimorchi criogenici specializzati o tramite ISO-container, mantenendo le basse temperature durante il trasporto.

##### 5.5.3.3.1.1 Autocisterne con rimorchio

Un semirimorchio tipico ha una capacità di circa 18 tonnellate, che dopo la rigassificazione consente di produrre 25.600 Nm<sup>3</sup> di gas naturale in forma gassosa.

Questo tipo di unità consiste in un serbatoio orizzontale isolato sottovuoto composto da un recipiente a pressione "interno" in acciaio inossidabile e da un rivestimento "esterno", realizzato in carbonio e acciaio inox.

Le tubazioni, le connessioni, le valvole e gli strumenti di controllo sono collocati posteriormente al mezzo, consentendo un facile accesso in fase tanto di rifornimento quanto di manutenzione.

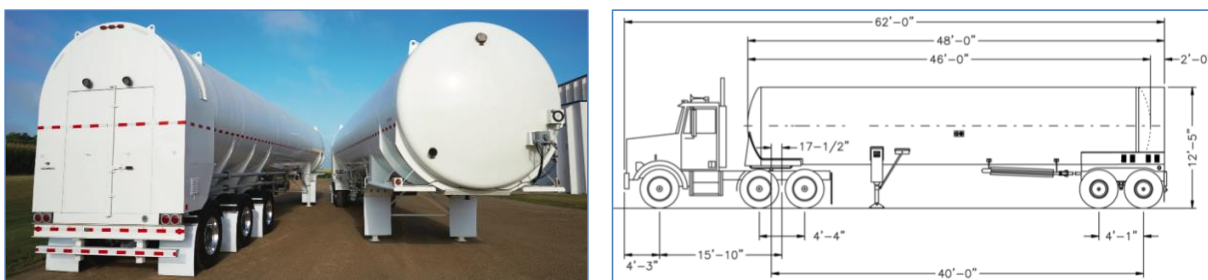


Figura 59 - Esempi e layout di tipico semitrailer per il trasporto di GNL su gomma (Fonte: Chart industries)

In relazione alle caratteristiche del serbatoio di carico, si possono identificare due tipologie di autocisterne:

- autocisterne con un serbatoio di carico a parete singola in acciaio inossidabile, isolato con pannelli rigidi isolanti di poliuretano e dotato di una sottile copertura protettiva in alluminio o acciaio inossidabile;
- autocisterne con un serbatoio di carico coibentato a doppia parete composto da un serbatoio interno in alluminio o acciaio inossidabile ed un serbatoio esterno in acciaio al carbonio.

Il serbatoio da carico di un'autocisterna per il GNL presenta tipicamente una pressione di progetto di 5-6 bar g ed è dotato di un sistema di protezione da sovrappressione con due valvole di sicurezza.

Le principali specifiche delle autocisterne per il GNL sono riportate di seguito. La pressione e la temperatura del GNL nella cisterna durante il trasporto è tipicamente compresa tra 0 e 3 bar g (-160 °C e -142 °C).

Le autocisterne per il GNL possono essere caricate presso terminal per l'importazione del GNL di grandi dimensioni o presso depositi di stoccaggio di media taglia con una portata di 50-100 m<sup>3</sup>/h. Il GNL viene pompato dai serbatoi di stoccaggio all'autocisterna mediante una pompa sommergibile tramite una tubazione criogenica fissa ed un tubo di carico/scarico flessibile. I vapori di GNL prodotti al serbatoio vengono riportati al terminal attraverso una condotta di ritorno.

Anche lo scarico delle autocisterne per il GNL presso il terminal di stoccaggio o una stazione locale di rifornimento viene operato attraverso un tubo flessibile (2-3") ed una tubazione criogenica fissa con una portata tipica compresa tra i 40 e i 60 m<sup>3</sup>/h. Il GNL può essere trasferito attraverso una pompa montata sull'autocisterna o innalzando la pressione nel camion.

#### 5.5.3.3.1.2 Iso container

Dall'altro lato, i contenitori ISO tipici disponibili sul mercato che potrebbero essere utilizzati nella catena di approvvigionamento intermodale possono essere unità da 20 o 40 piedi, hanno simili caratteristiche di isolamento e possono contemplare diverse pressioni operative a seconda della destinazione d'uso.

I prodotti di *Chart Industries* leader del settore in Europa, vengono qui presi come riferimento in virtù del loro ampio impiego.

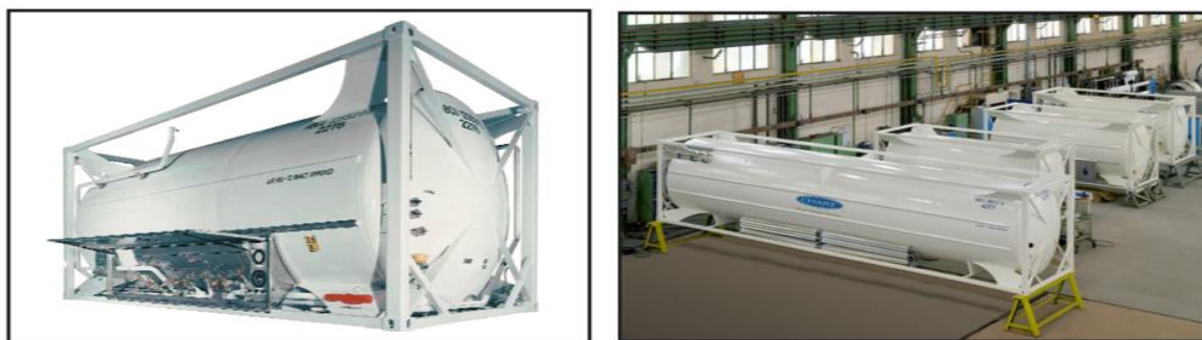


Figura 60 - Esempi di unità ISO container intermodali da 20 piedi (sinistra) e da 40 piedi (destra) (Fonte: Chart industries)

Un'unità da 20 piedi scarica ha un peso 7.600 kg e una capacità pari a 8,6 tonnellate di GNL ad una pressione massima di 10 bar, ed è in grado di mantenere il GNL allo stato liquido per un massimo di 80 giorni.

La versione da 40 piedi avrà invece un peso tara superiore (11.500 kg), ma una capacità di circa 18,5 tonnellate di GNL alla pressione massima di 10 bar, garantendo di mantenere il GNL allo stato liquido per un massimo di 70 giorni a seconda della temperatura dell'aria ambiente.

Connessioni richieste e ratei di trasferimento sono essenzialmente gli stessi delle autocisterne.

#### 5.5.3.3.1.3 I vantaggi intermodali dell'Iso container

A differenza delle autocisterne con rimorchio, gli ISO-container hanno la caratteristica di poter sfruttare i vantaggi derivanti dal trasporto intermodale.

Gli ISO container sono già correntemente utilizzati per trasportare il GNL in tutto il mondo via nave, ferrovia o strada.

Via nave, il loro impiego per il trasporto di grandi quantitativi in regioni remote può essere contemplato anche nel caso di navi porta container, che in questo caso assumono anche il ruolo di *feeder ship* per il GNL, che viene trasportato agevolmente assieme al carico convenzionale, senza compromettere l'ottimizzazione degli spazi.

Applicazioni pilota per lo più realizzate nell'ambito di progetti co-finanziati dall'UE sono state effettuate anche in Mediterraneo.

Come i semirimorchi possono essere trasportati su gomma ed esser poi successivamente caricati su navi Ro-Ro adibite al trasporto di merci pericolose.

Nell'ambito del progetto europeo GAINN4MED è stata proprio realizzata una sperimentazione pionieristica di spedizione multimodale di ISO-container per GNL utilizzando le Autostrade del Mare. La prova di spedizione si è svolta sulla rotta Barcellona



– Livorno. Nel porto toscano, l'ISO tank è stato imbarcato vuoto e senza rimorchio su una nave Ro-Ro della compagnia Grimaldi Lines. Sbarcato a Barcellona è stato prelevato da un autotrasportatore spagnolo per il riempimento al terminale GNL di Enagas e poi riportato nell'area di imbarco. Caricato nuovamente sulla nave è ritornato al porto di Livorno da cui è stato rimorchiato da un autotrasportatore italiano fino a scaricare il proprio carico criogenico alla stazione di rifornimento stradale C-LNG di Ancona.

Il test ha permesso di toccare con mano ostacoli e opportunità di questo tipo di soluzioni logistiche. Sono infatti molte le questioni da considerare: dalla corretta applicazione della normativa in materia di trasporto intermodale (a livello comunitario regolato dalla Direttiva 2015/719 e disciplinata in Italia dalla circolare 300/A/2536/18/108/5/1 del Ministero dell'Interno) alla sosta temporanea in porto di unità criogeniche in zone ADR, passando per la sistematizzazione di un trasporto combinato che finora non ha precedenti.

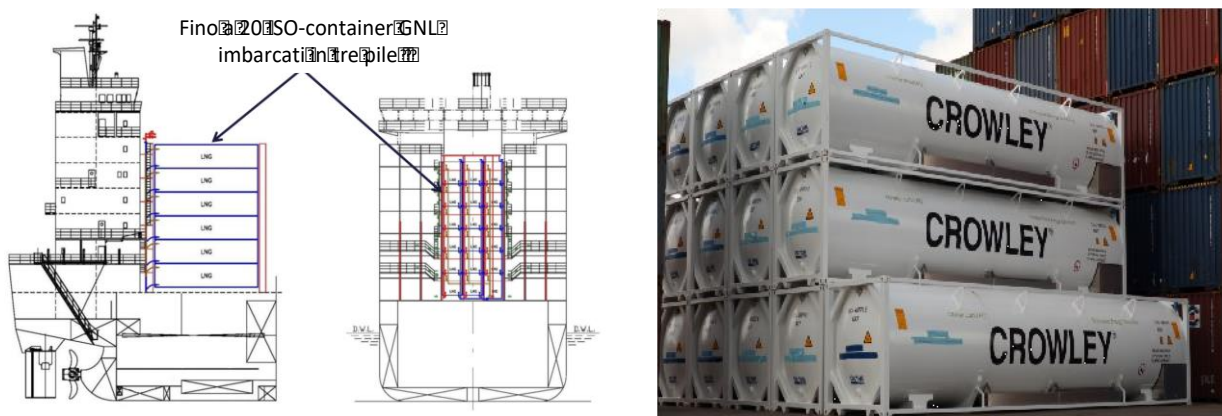


Figura 61 - Opzione di trasporto containerizzato via nave di unità ISO



Figura 62 - ISO-container con rimorchio in banchina in attesa di essere caricato (sinistra) e scaricato (destra) da nave Ro-Ro durante un'applicazione pilota sulla tratta Barcellona-Livorno (Progetto GAINN4MED)



Infine, sono recenti le esperienze di trasporto di questo tipo di unità anche su rotaia, in modo da permettere l'inoltro del carico direttamente nei terminal logistici e portuali che siano provvisti di adeguata connessione ferroviaria.

Ne è un esempio l'esperienza acquisita nell'ambito del progetto CORE LNGas Hive che ha portato a termine con successo un test pilota del trasporto multimodale di GNL, consistito nel trasporto di GNL in un ISO container da Huelva a Melilla, su strada, ferrovia e mare.

Il GNL è stato caricato presso l'impianto di rigassificazione Enagás situato nel porto di Huelva. Da lì, è stato trasportato in camion al terminal ferroviario di Huelva Port, dove è stato trasferito su un treno. Il treno ha viaggiato fino alla stazione di Majarabique (Siviglia), e da lì è stato trasportato in camion fino al porto di Algeciras (Cadice). Lì, fu trasferito su una nave che fece il viaggio da Algeciras a Melilla.

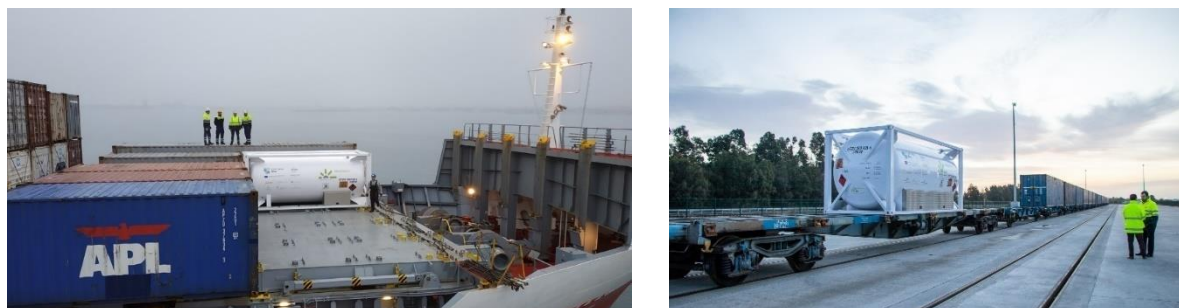


Figura 63 - Trasporto multimodale via nave (sinistra) e rotaia (destra) di ISO container GNL, realizzato nell'ambito del progetto CORE LNGas hive (Fonte: CORE LNGas hive)

#### 5.5.3.3.2 Connessioni multiple-simultanee per il bunkeraggio TTS

Con una crescente necessità di GNL, specialmente per le navi con maggiore capacità di carico di carburante, potrebbe essere necessario più di un camion per bunkerare una singola unità. Questo può essere ottenuto in modo sequenziale o, in alternativa, attraverso una varietà di soluzioni per il bunkeraggio simultaneo.

Sulla scia di esperienze oltreoceano si sono sviluppate anche in Europa soluzioni per il trasferimento simultaneo di GNL da più autocisterne/ISO-container.

Già dal 2015 a Jacksonville (Florida) TOTE aveva infatti sviluppato soluzioni efficienti per il bunkeraggio delle sue navi. Attualmente 25 ISO container a settimana vengono impiegati al porto di Jacksonville con rifornimenti della durata media di 5 ore, utilizzando uno skid di trasferimento appositamente costruito, che ha ridotto i tempi di bunkeraggio in quanto permette di collegare quattro autocisterne contemporaneamente.

Altre soluzioni simili sono state recentemente sviluppate e commercializzate anche in Europa. Se ne propongono di seguito alcuni esempi rappresentativi e di comprovata efficacia.

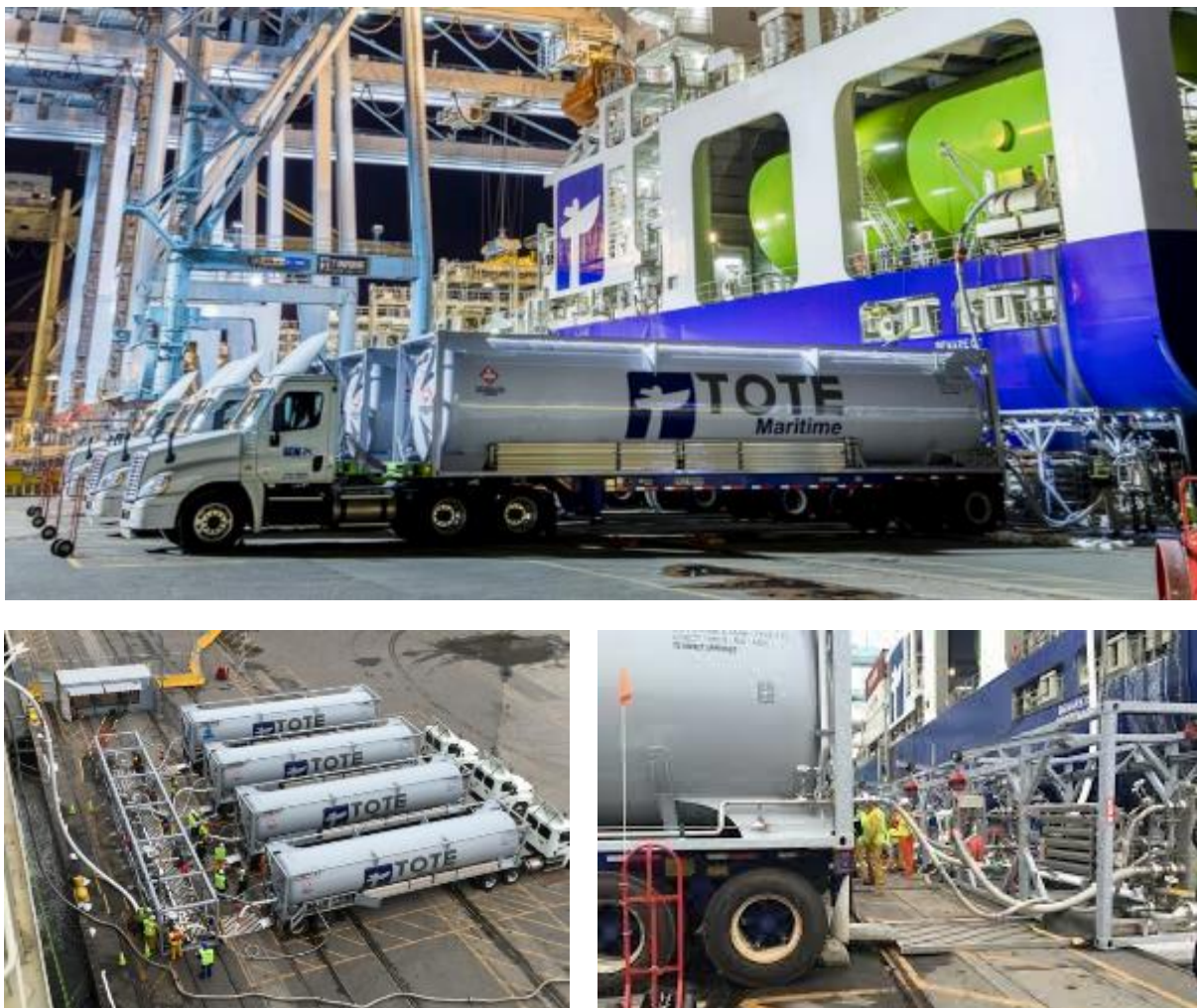


Figura 64: Operazioni simultanee di TTS bunkering a Jacksonville (Florida), utilizzando skid per connessioni multiple (Fonte: TOTE Maritime)

#### 5.5.3.3.2.1 Gas & Heat “LNG 4Speed”

Gas and Heat ha completato la progettazione, la produzione e l'assemblaggio di una soluzione di rifornimento multipla denominata *LNG 4 Speed* (in attesa di brevetto), concepito appositamente per collegare contemporaneamente quattro camion cisterna GNL nelle operazioni di bunkeraggio in modalità *truck-to-ship*, permettendo il rifornimento della nave in un sesto del tempo rispetto al rifornimento tradizionale con un'autocisterna alla volta.

Nelle due versioni disponibili, la soluzione progettata dalla compagnia toscana prevede sia di gestire i flussi nella classica modalità *truck-to-ship* per il rifornimento di navi con sistema di propulsione a GNL, sia quelli da nave a autocisterna, per venire incontro alle esigenze di

quegli operatori che necessitano di trasferire il GNL da una bettolina a camion autocisterne/ISO-container per rifornire depositi satellite, distributori C-GNL o impianti industriali situati non nelle immediate vicinanze del porto e nell'entroterra.

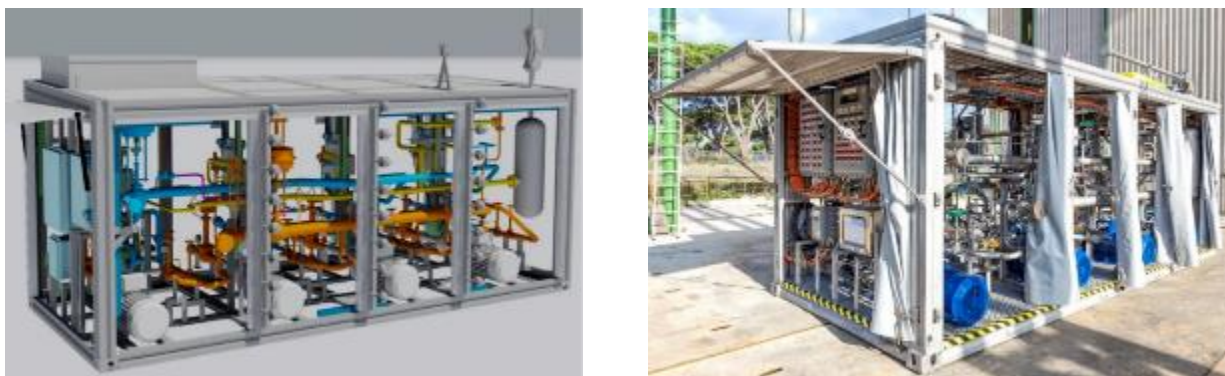


Figura 65 - Rendering (sinistra) e prototipo realizzato (destra) della soluzione di rifornimento multipla "4SPEED" della società Gas & Heat (Fonte: Gas & Heat)

Uno skid del primo tipo (truck-to-ship) è attualmente impiegato da una compagnia di navigazione canadese che è ora in grado di gestire correttamente la carenza di infrastrutture GNL all'interno del regime operativo delle proprie unità.

Ogni imbarcazione ha a bordo uno skid che può essere scaricato in banchina e manovrato dalla gru della nave. Lo skid è collegato da tubi flessibili sia alla nave che ai quattro camion al momento dell'operazione di bunkeraggio. Dopo il completamento di operazione (previo spurgo e drenaggio), lo Skid può essere sia lasciato in banchina, sia caricato e assicurato a bordo nave, per essere poi impiegato nel successivo porto di attracco.

Essendo stato pensato proprio per quest'ultimo impiego, la progettazione focalizzata sulla riduzione del peso e dei volumi ha permesso di ottenere un'unità con dimensioni finali pari a quelle di un container da 20 piedi.





Figura 66 - Operazioni di bunkering in fase di collaudo dello skid (sinistra) e unità riassembleta pronta per il trasporto come container da 20 piedi (destra) di Gas&Heat (Fonte: Gas & Heat)

Le performance e le peculiarità di questa soluzione possono essere così riassunte:

- Portate di 400-620 m<sup>3</sup>/h per i flussi da nave ad autocisterne, a seconda del diametro delle manichette (da 2 ½ a 3”);
- Portata minima di 220 m<sup>3</sup>/h per i flussi in modalità truck-to-ship;
- Nessuna necessità, per le autocisterne o gli ISO-container, di vaporizzatori o pompe accessorie;
- Nessuna necessità di aggiustamenti manuali dei flussi di carico/scarico da parte dell'operatore;
- Peso complessivo di 6-7 tonnellate a seconda della versione a parità di dimensioni.

#### 5.5.3.3.2 Kosan Crisplant “Y piece”

Tra i connettori multipli per il bunkeraggio di GNL in modalità truck-to-ship è attualmente disponibile sul mercato la soluzione della Compagnia danese Kosan Crisplant (MAKEEN Energy), che ha già commercializzato il prodotto al gruppo logistico internazionale NIJMAN/ZEETANK che opera nei Paesi Bassi.

L'Y-piece è progettato per funzionare come un adattatore che divide in due la linea di *bunkering*, consentendo di trasferire il GNL alla nave da due autocisterne contemporaneamente.

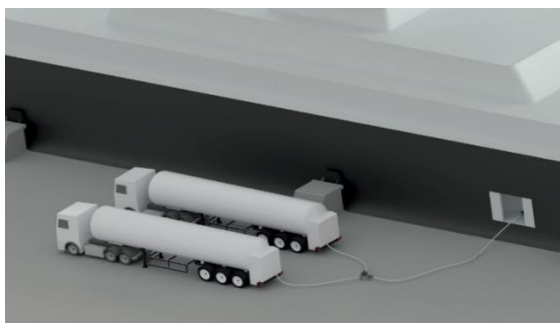


Figura 67 - Rendering (sinistra) e operazione reale (destra) del rifornimento simultaneo di due autocisterne utilizzando il componente “Y PIECE” della società Kosan Crisplant (Fonte: Kosan Crisplant)

Inoltre, aggiungendo un secondo elemento alla linea, la quantità potenziale di autocisterne che possono scaricare GNL simultaneamente aumenta a quattro, riducendo il tempo di bunkeraggio del 75%, garantendo portate fino a 120 m<sup>3</sup>/h<sup>29</sup>.

Grazie a un design impostato per ottenere il più alto grado di flessibilità e leggerezza, questo tipo di componente per il bunkeraggio è una soluzione altamente mobile: il suo peso è talmente ridotto da poter essere sollevato a mano da due soli membri dell'equipaggio o del personale di banchina ed essere poi trasportato su un qualsiasi rimorchio standard senza la necessità di macchinari speciali o di gru.

Il componente può facilmente adattarsi a qualsiasi tipo di rimorchio, ma soprattutto le valvole di non ritorno e un innovativo sistema di spurgo permettono di scollegare e cambiare i rimorchi durante l'operazione di riempimento.



Figura 68 - Rendering del componente “Y PIECE” e opzione di caricamento su rimorchio standard in banchina (Fonte: Kosan Crisplant)

<sup>29</sup> Nel rispetto della norma ISO20519 la portata totale per questo tipo di soluzioni non deve superare 150 m<sup>3</sup>/h, flusso oltre al quale si rende necessario prevedere un sistema di disconnessione di emergenza ERS (*Emergency Release System*).

### 5.5.3.3.3 Esempi applicativi recenti di Truck-to-Ship bunkering

#### 5.5.3.3.3.1 Esperienza dei Paesi Bassi

Già nel 2015 la chimichiera Sefarina, di proprietà di Chemgas Shipping, fu rifornita di GNL utilizzando un'operazione di bunkeraggio TTS, in quello che il porto di Anversa vide come banco di prova per il bunkeraggio di navi marittime.

La svolta è avvenuta a partire dal 2017 con le prime operazioni TTS con connessioni multiple, impiegando soluzioni tecnologiche simili a quelle precedentemente descritte.

Al porto di Amsterdam, nella prima metà del 2017 la Titan LNG, uno dei principali fornitori di GNL per i mercati marini e industriali nell'Europa nord-occidentale, ha bunkerato la svedese M/T Fure West, utilizzando un'attrezzatura detta "T-piece", simile alla soluzione descritta in questo documento, che permettendo il collegamento simultaneo di due unità rende il processo di bunkeraggio da autocisterna a nave molto più efficiente, in quanto riduce il tempo necessario rispetto ai classici rifornimenti sequenziali. Il tasso di bunkeraggio combinato dell'operazione, che ha coinvolto 6 autocisterne in totale, ha raggiunto le 28 tonnellate l'ora.



Figura 69 - TTS bunkering con connessione multipla della Fure West nel porto di Anversa (Fonte: Titan LNG)

La stessa nave chimichiera è stata poi rifornita anche al porto di Moerdijk, dove ha ricevuto 140 tonnellate di GNL da 7 autocisterne in circa 9 ore di operazioni.





Figura 70 - TTS bunkering con connessione multipla della Fure West nel porto di Moerdijk (Fonte: Nauticor)

La prima operazione TTS in simultanea al porto di Rotterdam risale invece a ottobre 2017, quando la Titan LNG ha eseguito la sua prima procedura di "bunkeraggio veloce" a Rotterdam scaricando il GNL contemporaneamente tramite due camion alla nave Wes Amelie di Wessels Reederei con sei camion carichi di GNL in totale, con l'operazione simultanea che riduce il tempo complessivo di consegna e i tempi di fermo della nave.



Figura 71 - TTS bunkering con connessione multipla nel porto di Rotterdam (Fonte: Titan LNG)

A tale scopo, il Porto di Rotterdam, in collaborazione con Titan LNG, ha allestito un sito temporaneo per i rifornimenti di GNL da camion a nave, fintanto che non sarà disponibile un numero adeguato di chiatte per effettuare bunkeraggi marittimi di GNL da nave a nave.

#### 5.5.3.3.2 Esperienza tedesca

Già dall'inizio del 2016 Gazprom Germania, Rostock Port e l'autorità di regolamentazione locale hanno elaborato il quadro legale e operativo necessario per condurre le operazioni di bunkeraggio TTS nel porto di Rostock, consentendo poi di rifornire di GNL la M.V. Greenland, cementiera di 110 m gestita dalla compagnia di navigazione norvegese KGJ Cement AS.



Figura 72 - TTS bunkering alla cementiera M.V. Greenland nel porto di Rostock (Fonte: Gazprom)

A settembre 2017 il porto di Bremerhaven ha registrato il record della più rapida operazione di bunkeraggio TTS alla portacontainer Wes Amelie, trasferendo 140 tonnellate di GNL in circa 5h grazie al collegamento simultaneo di autocisterne con connettore sviluppato da Nauticor.



Figura 73 - TTS bunkering con connessione multipla della portacontainer Wes Amelie nel porto di Bremerhaven (Fonte: Nauticor)



A testimoniare la flessibilità e la fattibilità operativa della modalità TTS anche in regioni remote, è utile evidenziare come, a novembre 2018, il fornitore olandese di GNL Titan LNG abbia completato la prima operazione di bunkeraggio GNL al porto di Mukran sull'isola tedesca di Rügen nel Mar Baltico. L'operazione di bunkeraggio era rivolta a rifornire la draga Scheldt River di DEME e ha coinvolto sette autocisterne



Figura 74 - TTS bunkering con connessione multipla nel porto di Mukran (Fonte: Titan LNG)

#### 5.5.3.3.3 Esperienza svedese

La compagnia energetica estone Eesti Gaas ha completato ha febbraio 2019 la 1.500a operazione di bunkeraggio di GNL nel porto della città vecchia di Tallinn in modalità TTS.

L'unità destinataria del carburante criogenico è il traghetto veloce Megastar di Tallink Grupp, che immagazzina GNL a bordo in due serbatoi criogenici (uno per lato) da 300 m<sup>3</sup> ciascuno. Negli ultimi due anni, la Megastar ha fatto rifornimento in modalità TTS per oltre 28.300 tonnellate di GNL: oltre 16.000 nel 2016 e 12.300 solo un anno prima.

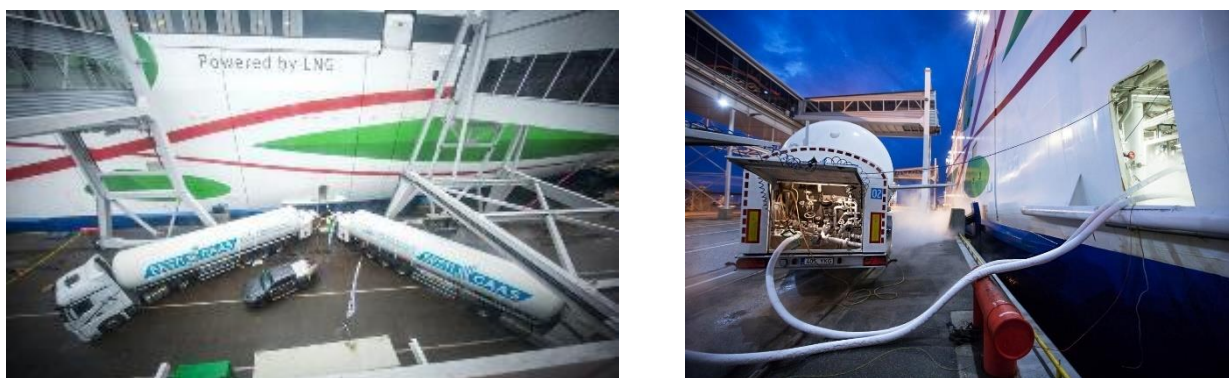


Figura 75 - TTS bunkering con connessione multipla al traghetto Megastar nel porto di Tallin (Fonte: Eesti Gaas)

Eesti Gaas fornisce GNL e servizi alla nave Megastar utilizzando otto autotreni acquistati appositamente dall'azienda per questo scopo, e finora sono state eseguite in media 65 operazioni di bunkeraggio al mese, percorrendo oltre un milione di chilometri per la consegna in banchina del GNL dalle sorgenti di approvvigionamento. Il carburante gassoso per la Megastar proviene infatti dal terminal Pori in Finlandia e da Pskov, in Russia. Da queste due località il GNL è trasportato fino al porto di Helsinki e il bunkering viene eseguito direttamente dai camion parcheggiati in banchina, con l'uso di bracci robotizzati che collegano le tubazioni criogeniche flessibili alle valvole di rifornimento su entrambi i lati della nave. La velocità del bunkeraggio è di 120 m<sup>3</sup>/h e l'operazione avviene da due autocisterne contemporaneamente.

L'operatore della Megastar starebbe però anche valutando l'installazione di un serbatoio permanente da 500 m<sup>3</sup> in banchina, appropriatamente rifornito che contribuirebbe a rendere l'offerta di bunkeraggio più flessibile e indipendente dalla disponibilità di autocisterne. Ciò consentirebbe di rifornire il traghetto con volumi maggiori una volta ogni 3-4 giorni, rispetto alle operazioni giornaliere di oggi rese necessarie dal fatto che la nave ha solo un'ora di sosta permessa dal porto di Helsinki.

Un upgrading operativo che sarà reso possibile, comunque, anche dalla futura entrata in servizio della bunker ship da 6000 m<sup>3</sup> per la quale già marzo 2019 è stato celebrato il taglio della lamiera e che diverrà operativa dall'autunno 2020.

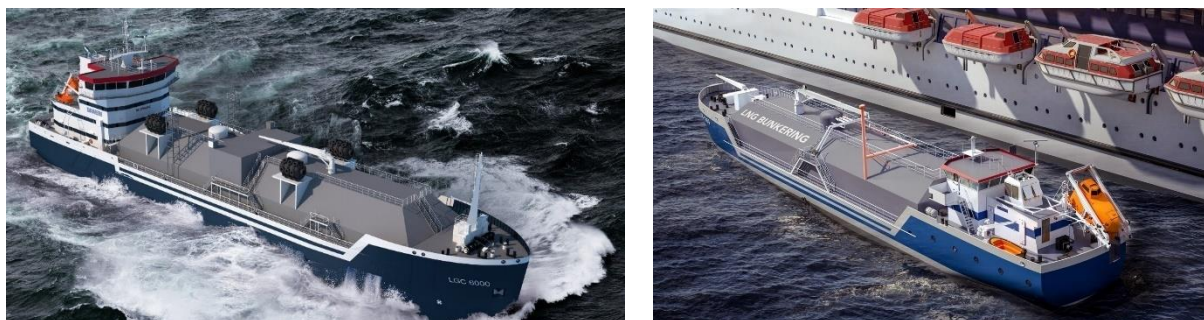


Figura 76 - Rendering della bunkerina di Elenger prevista operare nel porto di Helsinki per rifornire il traghetto Megastar (Fonte: Damen)

Costruita dal cantiere navale Damen Yichang in Cina per Elenger (prima Eesti Gas), l'unità sarà lunga 99,8 metri, avrà motori dual fuel, e grazie alla notazione ICE CLASS 1° potrà operare tutto l'anno, anche nelle difficili condizioni invernali della regione baltica.

I due serbatoi GNL di tipo C da 3.000 m<sup>3</sup> ciascuno che verranno installati a bordo della nave saranno parzialmente esposti per garantire agevole accesso e consentire futuri adattamenti per adeguarsi alle richieste dei clienti finali.

È importante poi sottolineare come, sempre in Svezia, la compagnia scandinava Skangas abbia rifornito per la prima volta con BioGNL una nave cisterna a doppia alimentazione Diesel/GNL nel porto di Göteborg.

L'operazione di bunkeraggio con combustibile rinnovabile ed ecocompatibile eseguita da camion-a-nave ha riguardato la chimichiera M/T Fure Vinga della compagnia Furetank Rederi AB, impiegando BioGNL proveniente dalla fabbrica svedese di biogas di Lidköping della Gasum, società madre di Skangas.



Figura 77 - TTS bunkering con Bio-LNG a Fure Vinga nel porto di Goteborg (Fonte: NGV)

#### 5.5.3.3.4 Esperienza spagnola

La compagnia energetica spagnola Repsol ha effettuato a inizio 2019 quattro operazioni di bunkeraggio di GNL presso i porti di Cartagena e Ferrol, rifornendo due nuovi traghetti della compagnia marittima norvegese Torghatten Nord AS, diretti in Norvegia dopo essere salpati dal cantiere di costruzione navale turco della Tersan Shipyard Inc.

La società ha dichiarato di aver fornito 215 metri cubi nel porto mediterraneo di Cartagena (Murcia) e 180 metri cubi nel porto settentrionale di Ferrol (Galizia) a entrambe le navi ibride: i traghetti passeggeri/Ro-Ro con motore a GNL e batterie Huftarøy e Samnøy (tutti DNV Class +1A1, 134 metri di lunghezza e 20 metri di larghezza). La Samnøy ha ricevuto circa 110 metri cubi di carburante, mentre la Huftarøy è stata rifornita con 68 metri cubi.

L'operazione è stata gestita da Repsol e sviluppata in collaborazione con Enagás, Molgas e Reganosa, le autorità portuali di Cartagena e Ferrol e la società Redwise Maritime Services, che ha gestito il viaggio delle navi dal cantiere turco. Oltre ai summenzionati traghetti, anche la chimichiera Fure Vinga è stata rifornita di GNL in modalità TTS al porto di Cartagena.





Figura 78 - TTS bunkering a Samnøy (sinistra) e Fure Vinga (destra) nei porti di Ferrol e Cartagena (Fonte: Repsol, Nauticor)

#### 5.5.3.3.3.5 Esperienza portoghese

AIDA Hyperion Class è la nuova generazione di navi da crociera progettata per l'efficienza e le prestazioni ambientali, realizzata da Mitsubishi Heavy Industries per il gruppo Carnival. Ad oggi esistono le seguenti navi all'interno della classe:

- AIDAPrima (IMO 9636955) consegnata a marzo 2016;
- AIDAPERla (IMO 9636967) consegnata nell'aprile 2017

Con le innovazioni e le nuove tecnologie integrate, la classe ha stabilito, poi seguita dalla Helios, nuovi standard per il mercato delle navi da crociera in termini di sicurezza, impatto ambientale ed efficienza energetica.

Sono state le prime navi da crociera al mondo equipaggiate con un motore principale a doppia alimentazione e un motore ausiliario dual fuel per consentire l'uso del GNL come fonte energetica, quando in ormeggio, per generare elettricità e vapore/acqua calda. Durante la navigazione il motore principale a doppia alimentazione e gli ausiliari funzionano invece con combustibile convenzionale (HFO / MGO).

A bordo non è installato alcun sistema di contenimento del GNL, che viene invece fornito da un ISO-container da 40 piedi direttamente in banchina durante le (circa 10) ore di sosta, nella misura di circa 15-17 tonnellate corrispondenti a circa 40 m<sup>3</sup> di GNL. Il collegamento dell'ISO-container con il sistema di adduzione del metano al motore è stato messo a punto congiuntamente dagli specialisti dei sistemi per il GNL installati a bordo (TGE-Marine Gas Engineering), dai tecnici di Carnival Group e delle Autorità Portuali competenti. Già alla fine del 2017 la compagnia portoghese Galp ha completato nel porto di Funchal a Madeira il primo rifornimento di carburante GNL in modalità TTS mai condotto prima in un porto portoghese, sia continentale o atlantico.



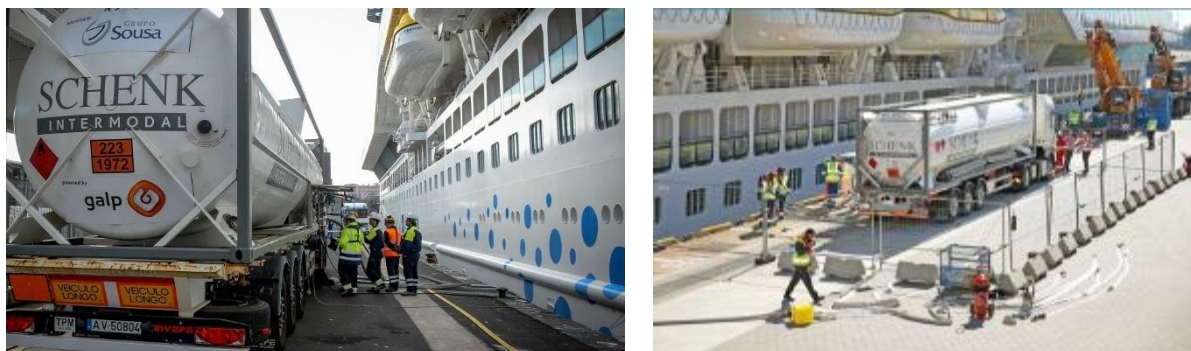


Figura 79 - TTS bunkering ad AIDA Nova nel porto di Funchal (Madeira) (Fonte: Conferenza GNL)

L'operazione di approvvigionamento ha riguardato la nave AIDAPrima, che è stata approvvigionata di una quantità di GNL equivalente al consumo medio giornaliero di 42.000 famiglie. GNL che è trasportato sull'isola attraverso ISO container attraverso una logistica che in pratica replica un gasdotto virtuale che tra l'altro permette di alimentare la centrale termoelettrica di Vitória, nel comune di Funchal. Per tale operazione Galp si avvale della collaborazione con Gaslink, unità del Gruppo Sousa che gestisce la logistica di approvvigionamento e trasporto del GNL tra il Portogallo e la Regione Autonoma portoghese di Madeira.

#### 5.5.3.3.3.6 Esperienza italiana

##### 5.5.3.3.3.6.1 Prima procedura di bunkering TTS a nave da crociera di nuova generazione.

Per AIDA Perla, "gemella" di AIDA Prima, che opera da un anno nel Mar del Nord e nel Mar Baltico, con procedure già sperimentate nei porti di Amburgo, Le Havre e Rotterdam, si è svolta per la prima volta in Italia al porto di Civitavecchia la procedura autorizzata per il bunkeraggio in modalità truck-to-ship nel luglio 2017.

Lo strumento giuridico per autorizzare l'operazione è stata la Conferenza dei Servizi che, fermo restando l'interessamento parallelo del MIT, della municipalità, ma anche dei diversi operatori chiamati a prenderne parte, ha coinvolto:

- Autorità Portuale di Civitavecchia;
- Capitaneria di Porto di Civitavecchia;
- Vigili del fuoco di Roma.



Figura 80 - Procedure di TTS bunkering ad AIDA Perla nel porto di Civitavecchia (Fonte: Progetto GAINN4MOS)

L'Autorità Portuale di Civitavecchia, Roma Cruise Terminal, il soggetto fornitore di LNG (Liquimet) ed il coordinatore tecnico dell'Iniziativa GAINN\_IT hanno inoltre avuto un incontro propedeutico con i Vigili del Fuoco per esaminare in via preliminare ed informale gli aspetti legati alla sicurezza delle operazioni di rifornimento di LNG di AIDA Perla. Particolare risalto è stato dato alle procedure di gestione delle eventuali situazioni di emergenza ed all'individuazione di ruoli e responsabilità dei soggetti incaricati allo svolgimento ed all'approntamento delle stesse.

Il processo autorizzativo, durato circa due mesi, ha poi conosciuto le seguenti milestones temporali:

- prima conferenza dei servizi il 16.05.2017;
- rilascio dell'autorizzazione il 11.07.2017.

Il processo non è stato fine a sé stesso, ma è servito a definire una serie di elementi per le operazioni future, eventualmente capitalizzabili da altri porti. Il Terminal crociere di Roma e l'Area Tech 21 hanno infatti preparato gli studi e le procedure (comprese le procedure di emergenza) per poter fornire navi da crociera che toccheranno il porto di Civitavecchia e che si riforniranno di GNL attraverso un'autocisterna. Il risultato finale degli studi, oltre all'ottenimento delle autorizzazioni per l'operazione, è consistito nella definizione dei seguenti elementi:

- La procedura per l'arrivo e la partenza dell'autocisterna/ISO-container nel porto di Civitavecchia e sui terminal gestiti dal Terminal Crociere di Roma;
- La procedura per il rifornimento della nave da crociera e la definizione delle operazioni di banchina;
- Una procedura di emergenza ed evacuazione, unitamente a mappe che indicano il flusso di passeggeri, pullman e camion merci lontano dalla nave da carico che trasporta GNL;
- L'acquisizione di attrezzature antincendio, barriere di sicurezza, ecc.;
- La formazione del personale del terminal crociere di Roma e di altre società (comprese le agenzie che lavorano nel terminal);
- L'aggiornamento delle procedure di sicurezza del terminal crociere di Roma;
- La progettazione e la diffusione di una campagna informativa a Civitavecchia e in Italia sull'operazione.

Nell'ottica di valutare l'adozione di un percorso autorizzativo simile anche in altri porti italiani, è importante notare come propedeuticamente alla Conferenza dei Servizi, il Terminal Crociere di Civitavecchia ha realizzato le seguenti analisi di rischio:

- analisi in conformità con ISO / TS 18683: 2015 (Linee guida per sistemi e impianti per la fornitura di GNL come combustibile alle navi), per identificare:
  - la zona di sicurezza (l'area attorno al camion di bunkeraggio dove sono presenti solo personale dedicato ed essenziale);
  - la zona di sicurezza (l'area intorno al camion di bunkeraggio e alla nave in cui il traffico navale e altre attività sono monitorate (e controllate) per mitigare gli effetti nocivi).
- Analisi in conformità con il Decreto 81: 2008 (Sicurezza nelle aree di lavoro), per identificare:
  - SIMOPS, operazioni simultanee eseguite parallelamente al processo di bunker, sia a terra, in acqua o sulle navi coinvolte;
  - la procedura di coordinamento (tra terminal, camion e nave, guardia costiera e dipartimento antincendio).

Sempre da un punto di vista di definizione dei profili di rischio, elemento di particolare rilevanza e supporto per le Autorità Portuali che intendano adottare soluzioni simili di bunkeraggio, è utile sottolineare come per la classe Hyperion in generale siano state valutate le zone ATEX (ovvero le zone a rischio elevato) del mezzo di rifornimento,

concludendo che queste non raggiungono la murata della nave ricevente, ma rimangono all'interno della zona di sicurezza di 10 x 24 metri attorno al camion.

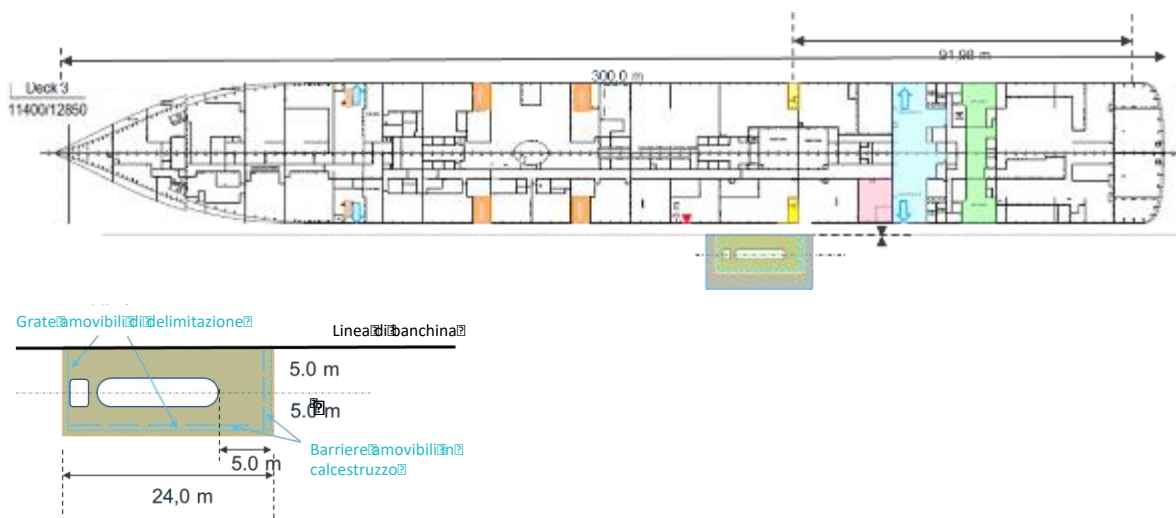


Figura 81 - Schema di delimitazione della zona di sicurezza per le operazioni di TTS ad AIDA Perla nel porto di Civitavecchia (Fonte: Progetto GAINN4MOS)

Dal punto di vista della logistica dell'approvvigionamento, oggi il GNL per Civitavecchia verrebbe fornito da un ISO-container trasportato via treno da Rotterdam fino a Frosinone e poi su gomma fino al punto di consegna in banchina. L'ISO-container verrebbe posizionato in prossimità dei bocchettoni di collegamento alla motonave (che sono adeguatamente distanti dalle passerelle di sbarco dei passeggeri) e temporaneamente recintato con barriere amovibili in calcestruzzo (new jersey) e grate di delimitazione per assicurare la sicurezza del servizio. Le procedure prevedono lo stacco rapido in caso di emergenza e sistemi di sfiato convogliati sui vents della nave a quote elevate.

Esiste anche la possibilità di approvvigionare l'ISO-container di LNG dal Terminale GNL di Barcellona via traghetto direttamente fino a Civitavecchia, con procedure di trasporto già normate.

#### 5.5.3.3.3.6.2 L'esperienza TTS nel porto di Venezia

Anche sulla scia dell'esperienza di Civitavecchia, a dicembre 2018 sono state concluse le operazioni di rifornimento di GNL della nave "Hypatia de Alejandria", costruita dal Cantiere Navale Visentini per la società spagnola Balearia e dotata di doppia alimentazione.

Le operazioni hanno richiesto un complesso processo autorizzativo portato avanti dall'Autorità Marittima/Guardia Costiera di Venezia che ha coordinato appositi tavoli tecnici con i soggetti a vario titolo interessati (tra cui l'Autorità di Sistema Portuale, l'Arpav, il Comando Provinciale dei Vigili del Fuoco, il Servizio Chimici del porto, il Terminal Vtp, Venice Lng) promuovendo analisi congiunte delle procedure di effettuazione delle delicate



operazioni di rifornimento, elaborando specifiche valutazioni dei rischi e fornendo dettagliate prescrizioni di sicurezza anche per la gestione delle emergenze.

L'operazione è stata condotta dalla Polargas (Gruppo CPL) che ha impiegato 5 autocisterne rifornite a Marsiglia.



Figura 82 - Operazione di rifornimento TTS al traghetto Hypatia de Alejandria nel porto di Venezia (Fonte: Worldmaritime news, ANSA)

## 5.6 Costi e benefici ambientali derivanti dall'impiego del GNL per la propulsione navale: Analisi dello stato dell'arte.

Il presente capitolo mira a definire un framework concettuale volto alla categorizzazione dei possibili costi e benefici ambientali che possono derivare dall'impiego del GNL per la propulsione navale. Lo scopo è quello di individuare una tassonomia condivisa in merito ai diversi profili ambientali che devono essere valutati e quantificati.

A tal fine, è stata dapprima esaminata la principale letteratura accademica dedicata alla valutazione dei costi e dei benefici ambientali connessi all'impiego del GNL con riferimento alla propulsione navale e ha successivamente esaminato lo stato attuale dell'arte in relazione alle seguenti categorie di possibili costi/benefici ambientali:

- Ossidi di zolfo (sulphuroxides)[SO<sub>x</sub>];
- Ossidi di azoto (nitrogenoxides) [NO<sub>x</sub>];
- Anidride carbonica (carbon dioxide) [CO<sub>2</sub>];
- AltremissioniGHG (othergreenhouse gas emissions);
- Particolato (particulatematerial) [PM] e composti organici volatili (Volatile Organic Compounds) [VOC];
- Altri inquinanti (otherpollutants).

### 5.6.1 GNL in ambito marittimo portuale e benefici ambientali: analisi della letteratura rilevante

Al fine di investigare lo stato dell'arte in merito alle conoscenze scientifiche circa le potenzialità del GNL per la propulsione navale in termini di riduzione dell'impatto ambientale (azzeramento delle emissioni di SOx, forte riduzione delle emissioni di NOx, moderata riduzione delle emissioni di CO2 e riduzione fino al 90% del particolato), è stata realizzata una literature review connessa all'utilizzo da parte delle imprese di shipping della green solution "GNL" e ai relativi benefici ambientali che ne derivano. Si tratta di un tema particolarmente rilevante per gli armatori tenuto conto dell'accresciuto interesse da parte di policy maker e comunità locali in merito alla sostenibilità delle operations marittimi portuali: questi trend, infatti stanno ridisegnando le strategie corporate e di business di molti operatori del settore che stanno cercando di sviluppare logiche sempre più "green" nell'ambito della gestione del loro core business.

A questo scopo, sotto il profilo metodologico, è stata realizzata una procedura di raccolta dei contributi scientifici rilevanti per la "systematic literature review" che prevede un'articolazione in tre fasi: (i) planning, (ii) execution, (iii) reporting, come suggerito da Tranfield et al. (2003). Nella fase di pianificazione (i), attraverso l'utilizzo del database Scopus di Elseviers, ossia il più grande database di abstract, citazioni, note, al cui interno sono incluse riviste scientifiche, libri e conference, sono stati estratti i documenti accademici e scientifici pubblicati su riviste accreditate a livello internazionale. Attraverso l'utilizzo di 4 layers composti da differenti parole chiavi sono state estratte tutte le pubblicazioni che presentassero un oggetto di studio in linea con l'oggetto del presente documento ovvero l'esame dei costi e dei benefici ambientali connessi all'impiego del GNL in ambito marittimo-portuale. La seconda fase (execution, ii), è stata a sua volta articolata in tre attività in linea con: a) definizione dei criteri iniziali di selezione (definition of initialselectioncriteria); b) raggruppamento delle pubblicazioni per pertinenza (groupingpublications by pertinence); c) analisi e sintesi (analysis and synthesis). Di seguito si riportano le attività in oggetto per poi procedere ad esaminare puntualmente i risultati empirici della systematic literature review in cui si sostanzia la fase del reporting (iii).

#### 5.6.1.1 Definizione dei criteri iniziali di selezione

Al fine di identificare i principali documenti scientifici connessi alla tematica in oggetto, sono stati definiti 4 layers di ricerca mediante l'impiego di diverse combinazioni di parole chiavi coerenti con l'oggetto di studio, ovvero l'utilizzo del GNL come soluzione green in ambito marittimo -portuale, focalizzandosi sui benefici ambientali conseguibili; le parole chiave sono state utilizzate in relazione a diversi filtri di ricerca (keywords, abstract, title etc.). In particolare, sono stati utilizzati i seguenti layers:

- Layer1: "LNG" AND "maritime OR port OR ship OR shipping" AND "environmental benefits OR environmental impacts" (article title);



- Layer2:“LNG” AND “maritime OR port OR ship OR shipping” AND “environmental benefit OR environmental impacts” (article title, abstract and keywords);
- Layer3:“LNG” AND “maritime OR port OR ship OR shipping” AND “environmental benefits OR environmental impacts OR sustainability benefits OR green impact” (article title, abstract and keywords);
- Layer4:“LNG” AND “maritime OR port OR ship OR shipping” AND “environmental benefits OR environmental impacts OR sustainability benefits OR green impact OR benefits OR impact” (article title);

Dei 4 layers di ricerca è stato infine selezionato per la coerenza alla tematica in oggetto il layer2, che ha consentito di estrarre dal DB Scopus 155 articoli scientifici potenzialmente rilevanti. Questi ultimi risultano pubblicati in differenti riviste di standing internazionale, quali a titolo esemplificativo: Sustainability, Energy, Journal of Marine Science and Engineering, etc.

#### 5.6.1.2 Raggruppamento delle pubblicazioni per pertinenza

I 155 documenti individuati sono stati inseriti in un database iniziale realizzato su excel, per essere poi esaminati nel dettaglio al fine di escludere gli studi non coerenti rispetto al focus dello studio. A tal fine sono stati analizzati gli abstract di ogni articolo e, sono stati selezionati solo quelli pertinenti rispetto al tema specifico dei costi e dei benefici ambientali che conseguono all'impiego del GNL come forma di propulsione. Conseguentemente si è ottenuto un database di 55 articoli potenzialmente rilevanti. Infine, dopo un'analisi attenta dei documenti e dopo aver escluso gli articoli non disponibili attraverso i motori di ricerca utilizzati quali Google Scholar e Research Gate, il gruppo di ricerca ha deciso di esaminare i 23 paper perfettamente pertinenti e per i quali si disponesse della documentazione. Il campione finale della systematic literature review pertanto è costituita da 23 articoli scientifici pubblicati su riviste con standing internazionale.

##### 5.6.1.2.1 Analisi e sintesi

Nella fase di “Analisi e sintesi”, ciascuna pubblicazione appartenente al campione finale è stata attentamente studiata e approfondita dal team di ricerca di UNIGE-CIELI e sono stati messi in evidenza tutti i profili analitici rilevanti: autori (authors); titolo (title); anno di pubblicazione (year); fonte dell'articolo (source title); abstract; tipologia di documento (documenttype); area di argomento (subject area); principali tematiche (maintopic); finalità (aims); principali risultati (mainfindings); benefici ambientali: focus (environmental benefits: focus); benefici ambientali: cluster (environmental benefits: cluster); indicatori di performance (key performance indicators); shipping vs port focus; tipologia di nave (shiptype); tipologia di motore (enginetype); copertura geografica con riferimento all'area (geographic coverage (area)); copertura geografica con riferimento al paese (geographic coverage (country)); periodo temporale di riferimento (timeframe).

Le Tabelle seguenti mostrano i principali outcomes delle analisi condotte.

<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 <sub>2</sub> ; 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	Hyperionclass 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 <sub>2</sub> ; 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., Baldi F., Brynolf S., Maréchal F.,	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 <sub>2</sub> equivalent; N equivalent; SO <sub>2</sub> equivalent; NMVOC equivalent; PM 2.5 equivalent	Shipping	50k bulk carrier	Gas turbine; (others with no relation with LNG: MGO engine)	Environmental impacts/benefits
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	CO <sub>2</sub>	Methane molar content; Nitrogen molar content; Ethane molar content; Propane molar content.	Shipping	n.a.	n.a.	Power consumption/Energy efficiency; Technical
	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 <sub>2</sub> 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/Energy 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>
				prime or auxiliary system.						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 <sub>2</sub> ; 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; CNG-DI engine.	Environmental impacts/benefits; Power consumption/Energy efficiency; Four-stroke cycle Technical operations
Ammar N.R., Seddiek 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 <sub>2</sub> ; PM/VOC	Emission quantity; Nox emission factor; PM emission factor; CO <sub>2</sub> emission factor; ESO <sub>2</sub> ; 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	Engineering	Evaluating consequences of using a small-scale gas liquefaction plant.	SOx; NOx; CO <sub>2</sub> ; Other GHG emissions; PM/VOC	Compressorisentropic efficiency	Port	n.a.	n.a.	Power consumption/Energy efficiency;

Authors	Year	Source title	Maintopic	Aims	Environmental benefits: cluster	Key performance indicators	Shipping vs port focus	Shiptype	Engine type	MainFindings
		Impact of Energy Systems								
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 <sub>2</sub> ; Other GHG emissions; PM/VOC; Other pollutants	n.a.	Shipping	Car ferry, Platform supply vessel, RoRo	Gas turbine; Gas engine; Hybrid diesel-gas systems; Dual fuel-diesel electric engine	Environmental impacts/benefits

Authors	Year	Source title	Maintopic	Aims	Environmental benefits: cluster	Key performance indicators	Shipping vs port focus	Shiptype	Engine type	MainFindings
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 <sub>2</sub> ; 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 <sub>2</sub> 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	Environmental Science	Investigate the current challenges of using LNG fuelled ship in Arctic region.	SOx; NOx; CO <sub>2</sub> ; 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

<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>
- OMAE										
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.	Otherpollutants	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 <sub>2</sub> ; 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
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 <sub>2</sub>	PM emissions; NOx abatement; CO <sub>2</sub> 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 utilization in term of environmental impact.	Analyze the economic upturn that can result from the use of LNG as fuel form merchant ships and assess the effects of its Processes	SOx; NOx; CO <sub>2</sub> ; PM/VOC	SOx, NOx, PM and CO <sub>2</sub> emission	n.a.	RO-RO; tanker ships	Dual fuel Environmental impacts/benefits; Economic/Investment decisions
Bengtsson S., Andersson K., Fridell E., 2011	Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers Part M: Journal of Maritime Environment	To compare the environmental performance from a fossil shipping fuels.	CO <sub>2</sub> ; Other GHG emissions	SOx emission; NOx emission; GHG emission; SO <sub>2</sub> equivalent; PO <sub>4</sub> <sup>3-</sup> equivalent; CO <sub>2</sub> equivalent	Shipping	RO-RO	Spark-ignited Economic/Investment decisions; dual-fuel diesel
Balcombe P., Brierley J., Lweis., Skatvedt L., Speirs., Hawkes A., Staffell I., 2019	Energy Conversion and Management Environmental technologies	To review the different combination and policies in order to reduce GHG emissions.	SOx; NOx; Science of fuels, CO <sub>2</sub> ; Other GHG	Daily fuel use; CO <sub>2</sub> equivalent	Shipping	n.a.	Lean-burn Environmental spark impacts/benefits; ignition; Economic/Investment decisions; dual fuel; Technical operations/configurations; High pressure dual ion fuel; Gas turbine



<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>
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 <sub>2</sub> ; PM/VOC	CO <sub>2</sub> 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 <sub>2</sub> ; Other GHG emissions; PM/VOC	EmissionFactor	Shipping/Port	n.a.	n.a.	Environmental impacts/benefits; Regulatory results; Market dynamics

Per quanto attiene ai profili spaziali e temporali di cui alle pubblicazioni scientifiche attinenti ai costi e i benefici ambientali riconducibili al GNL si è proceduto ad esaminare le aree geografiche oggetto di approfondimento e i principali porti presi in considerazione nelle pubblicazioni esaminate nonché l'anno di pubblicazione degli studi in oggetto, al fine di comprendere l'evoluzione temporale del know how scientifico in relazione alle tematiche oggetto di approfondimento.

Innanzitutto, è importante evidenziare la copertura spaziale dei documenti inclusi nel campione individuando le principali aree considerate. I documenti assumono spesso una prospettiva internazionale (10 articoli sui 23 totali, ovvero il 43,47%, non fanno riferimento ad una precisa area geografica ma considerano il contesto internazionale) mentre una serie di contributi accademici privilegia un focus geografico di tipo regionale. In tal senso, emergono studi dedicati alla Cina (porto di Qingdao) (Geng X. et al., 2017), all'Italia (Ancona et al., 2020) e alla Norvegia (ÆsøyeStenersen, 2013). Alcuni documenti, inoltre, si riferiscono alle sole Emission Control Areas (ECA) e/o alle Sulfur Emission Control Areas (SECA), ovvero aree oggetto di controlli più severi al fine di ridurre al minimo le emissioni nell'atmosfera delle navi.

Per quanto riguarda il timing delle pubblicazioni, la Figura 83 che riporta la distribuzione temporale delle date di pubblicazione dei contributi scientifici, evidenzia la crescente importanza assunta dal tema del GNL con riferimento ai benefici ambientali conseguibili in ambito marittimo nell'ultimo decennio. Tutti i documenti oggetto di analisi infatti sono stati pubblicati a partire dal 2011, più della metà dei quali negli ultimi 4 anni (52,17%).



Figura 83 - Distribuzione temporale del date di pubblicazione dei contributi scientifici

Per ogni articolo appartenente al campione è stato poi individuato l'approccio teorico e metodologico. L'Engineering e l'Environmental Science rappresentano i principali approcci teorici caratterizzanti gli studi condotti sul tema. Come è possibile notare dalla Figura 84, il

26% del campione (6 articoli sui 23 totali) analizza la tematica del GNL in ambito marittimo assumendo una prospettiva riconducibile all'ingegneria, concentrando le analisi empiriche su aspetti tecnici, meccanici ed informatici. Il 35% del campione (8 articoli sui 23 totali) si concentra invece sui profili ambientali, considerandone i costi/benefici. Infine, il 39% del campione (9 articoli) considera congiuntamente sia le prospettive ambientali sia quelle ingegneristiche, adottando quindi un approccio olistico all'argomento.

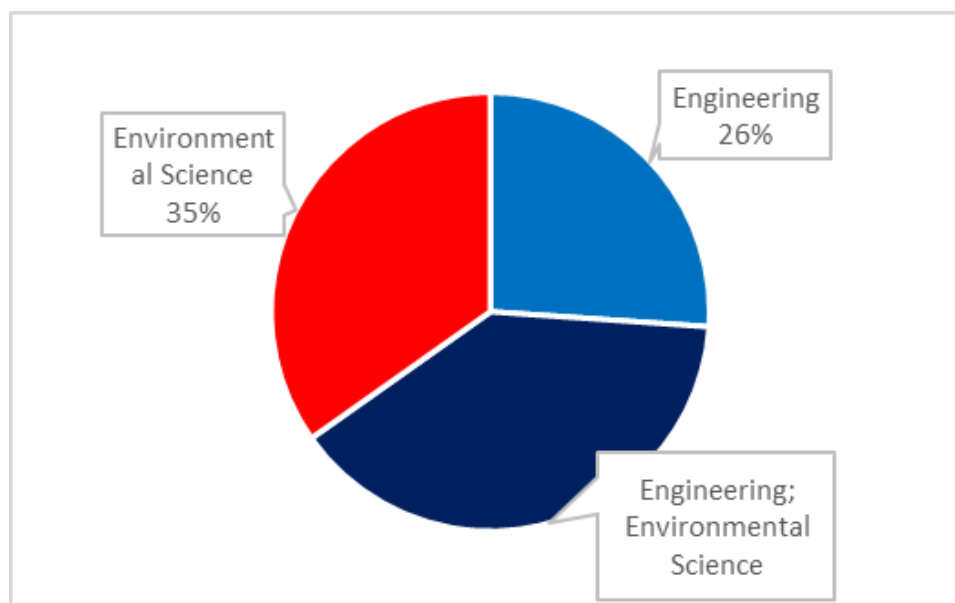


Figura 84 – Approccio teorico adottato

Il profilo centrale dell'analisi della letteratura condotta è rappresentato dal tipo di benefici ambientali derivanti dall'utilizzo del GNL in ambito marittimo che siano stati esaminati e valutati nell'ambito della singola pubblicazione scientifica, al fine ovviamente di verificare lo stato dell'arte sull'argomento in oggetto e definire parametri condivisi a livello accademico allo scopo di quantificare gli impatti ambientali del GNL in ambito marittimo portuale. A questo scopo i costi e i benefici sono stati quindi raggruppati in 6 categorie (cluster):

- Ossidi di zolfo (SulphurOxides) [SOx];
- Ossidi di azoto (NitrogenOxides) [NOx];
- Anidride carbonica (carbon dioxide) [CO2];
- Altre emissioni GHG (other greenhouse gas emissions);
- Particolato (Particulate Material) [PM] e composti organici volatili (Volatile Organic Compounds) [VOC];
- Altri inquinanti (otherpolluttants).

La Tabella 31 riporta per ciascuna delle 23 pubblicazioni esaminate le diverse categorie di benefici derivanti dall'impiego del GNL come fonte alternativa di propulsione navale che siano state approfondite nell'ambito delle analisi. Si può notare come ogni documento tenda a focalizzarsi su diverse categorie di benefici ambientali, con una certa prevalenza delle seguenti: riduzione delle emissioni di zolfo, di azoto e di CO<sub>2</sub> (Burel et al., 2013), diminuzione di NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub> e particolato e composti organici volatili (Gritsenko et al., 2013) etc. La Figura 85 evidenzia l'importanza delle singole categorie di benefici ambientali: la riduzione delle emissioni di NO<sub>x</sub> e di quelle di CO<sub>2</sub> sembrano essere i profili maggiormente investigati, probabilmente anche in ragione dell'esistenza di evidenze scientifiche non sempre concordi soprattutto in relazione alle emissioni di CO<sub>2</sub>.

<i>Authors</i>	<i>Environmental benefits: cluster</i>
Iannaccone T. et al.	SO <sub>x</sub> ; NO <sub>x</sub> ; CO <sub>2</sub> ; Other GHG emissions; PM/VOC; Other pollutants
Ancona M.A. et al.	SO <sub>x</sub> ; NO <sub>x</sub> ; CO <sub>2</sub> ; 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 <sub>2</sub>
Iannaccone T. et al.	SO <sub>x</sub> ; NO <sub>x</sub> ; PM/VOC
Pasini G. et al.	NO <sub>x</sub> ; CO <sub>2</sub> ; Otherpollutants
Ammar N.R. et al.	SO <sub>x</sub> ; NO <sub>x</sub> ; CO <sub>2</sub> ; PM/VOC
Nguyen T.V. et al	SO <sub>x</sub> ; NO <sub>x</sub> ; CO <sub>2</sub> ; Other GHG emissions; PM/VOC
Pawlak M.	SO <sub>x</sub> ; NO <sub>x</sub> ; CO <sub>2</sub> ; Other GHG emissions; PM/VOC; Other pollutants
Xu J. et al.	SO <sub>x</sub> ; NO <sub>x</sub> ; CO <sub>2</sub> ; PM/VOC
Brynof S. et al.	Other GHG emissions
Gaspar H.M. et al.	SO <sub>x</sub> ; NO <sub>x</sub> ; CO <sub>2</sub> ; PM/VOC
Prakash S. et Kolluru V.S.,	Otherpollutants
Æsøy V. et Stenersen D.	SO <sub>x</sub> ; NO <sub>x</sub> ; CO <sub>2</sub> ; Other GHG emissions; PM/VOC
Burel F. et al.	SO <sub>x</sub> ; NO <sub>x</sub> ; CO <sub>2</sub>
Burel F. et al.	SO <sub>x</sub> ; NO <sub>x</sub> ; CO <sub>2</sub> ; PM/VOC
Bengtsson S. et al.	CO <sub>2</sub> ; Other GHG emissions
Balcombe P. et al.	SO <sub>x</sub> ; NO <sub>x</sub> ; CO <sub>2</sub> ; Other GHG emissions
Simmer L. et al.	SO <sub>x</sub> ; NO <sub>x</sub> ; CO <sub>2</sub> ; PM/VOC
Huan S. et al.	NO <sub>x</sub> ; Other GHG emissions
Gritsenko D. et al.	SO <sub>x</sub> ; NO <sub>x</sub> ; PM/VOC
Geng X. et al.	SO <sub>x</sub> ; CO <sub>2</sub> ; Other GHG emissions; PM/VOC

Tabella 31 - Benefici ambientali

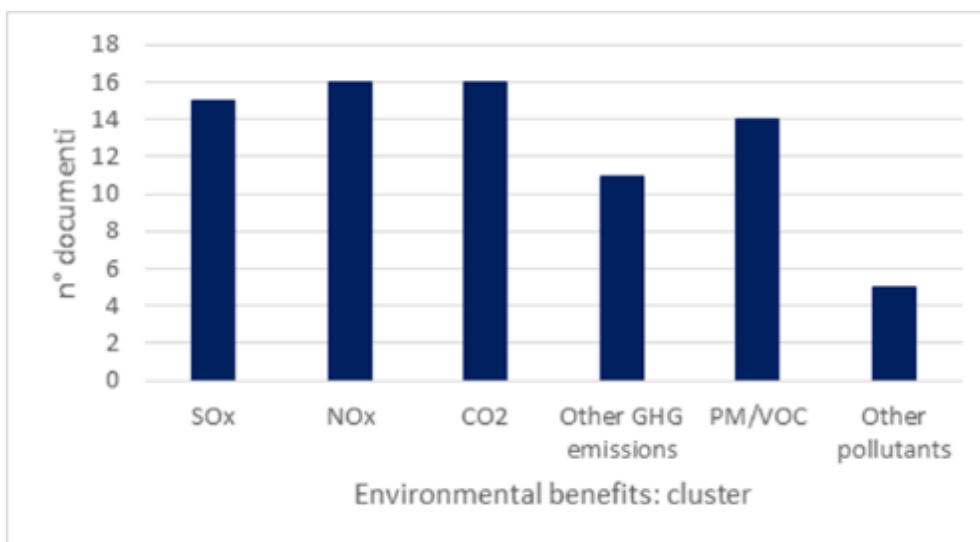


Figura 85 - Benefici ambientali esaminati nei contributi scientifici

L'analisi della letteratura scientifica ha anche consentito di esaminare puntualmente il tipo di indicatori di performance su cui accademici e tecnici del settore tendono a focalizzare la propria attenzione. Sotto questo profilo gli indicatori più frequentemente considerati sono l'Environmental Index (EI), l'Eutrophication Impact Indicator, il Profitability Index e soprattutto una pluralità di indicatori di emissioni di NOx, GHG, CO<sub>2</sub> etc. essenziali al fine di monitorare i benefici connessi all'impiego del GNL.

L'analisi ha inoltre consentito di distinguere tra contributi scientifici specificatamente dedicati all'analisi della prospettiva "navale" (shipping) allo studio dell'argomento, rispetto a quelli orientati ad un taglio maggiormente focalizzato sui porti (port). Dei 23 paper inclusi nel campione, 12 presentano un focus esclusivamente navale e 6 si concentrano sia sul lato shipping, sia sul lato portuale. Su 18 dei 23 totali è stato possibile analizzare ulteriori dati di dettaglio connessi ai seguenti profili: shiptype (tipologia della nave oggetto di studio); enginetype (tipologia del motore della nave oggetto di studio).

<i>Shiptype/Engine type</i>	<i>documenti</i>
<b>50k bulk carrier</b>	<b>1</b>
Gas turbine;	1
<b>Car ferry, Platform supply vessel, Ro-Ro</b>	<b>1</b>
Gas turbine;Gas engine;Hybrid diesel-gas systems;Dual fuel-diesel, electric engine	1
<b>Bulk carriers; RO-RO; Tankers; Cruise</b>	<b>1</b>
n.a.	1
<b>Car ferry, Platform supply vessel, Ro-ro ship</b>	<b>1</b>
Gas engine	1
<b>Ferry boat; RO-RO</b>	<b>1</b>
Dual fuelengine	1
<b>Handymax; small cruise ship; chemical tanker</b>	<b>1</b>
Diesel engines, with MGO;Dual Fuel with MGO, natural gas or methanol	1
<b>Hyperion-class Cruise ship</b>	<b>1</b>
Gas dual fuel engine	1
<b>Ice-class ship LNG fuelled</b>	<b>1</b>
Gas-Mechanical propulsion; Gas-Electric propulsion; Hybrid propulsion	1
<b>LNG carrier</b>	<b>1</b>
Dual fuel diesel electric propulsion; WinGD X-DF; MAN ME-GI; MGO engine;	1
Turbine electric & steam system	1
<b>Medium size RO-RO vessels</b>	<b>1</b>
MAN B&W	1
<b>n.a.</b>	<b>6</b>
<b>ro-ro</b>	<b>2</b>
n.a.	1
Spark-ignited gas; Dual-fuel diesel	1

Tabella 32 – Tipo di nave e motorizzazione

Infine, i principali risultati ottenuti si focalizzano sulle seguenti aree (Tabella 33): Environmental impacts/benefits; Economic/Investment decisions; Power consumption/Energetic efficiency; Technical operations/configuration; Regulatory results, Market dynamics.



<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

Tabella 33 – Principali risultati ottenuti (Aree)

Nei successivi paragrafi vengono sinteticamente esaminati i risultati scientifici di cui alle pubblicazioni esaminate con riferimento a ciascun gruppo di benefici ambientali derivanti dall'utilizzo del GNL in ambito marittimo, come precedentemente indicati: SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>, CO<sub>2</sub>, PM/VOC, Other GHG emissions;

“Other pollutants” rappresenta invece una categoria residuale che non necessita di un’analisi dettagliata.

#### 5.6.1.3 Ossidi di zolfo (*sulphuroxides*)

Il GNL non contiene zolfo. Nel caso di motore dual fuel, che presenta quindi una fase di induzione con oil-fuel, la riduzione di emissioni risulta comunque essere pari al 90-99% rispetto all'HFO, secondo i risultati scientifici prevalente in dottrina (Burel et al. 2013).

Ponendo a confronto 3 tipologie di motore a GNL, ossia: il dual fuel a bassa pressione, il dual fuel ad alta pressione e il motore a gas naturale con accensione a scintilla (spark-ignited gas engine) con un motore convenzionale a MGO, nello studio condotto da Iannaccone et al. (2020) sono emersi 4 KPI ambientali, i primi 3 legati alle emissioni di SOx e NOx e l'ultimo che verrà preso in esame nel paragrafo relativo al CO<sub>2</sub>.

Per quanto concerne i primi 3, denominati "rainacidification", "human toxicity" e "eutrophication", essi sono stati impiegati appunto per analizzare le piogge acide, la tossicità per l'uomo e la presenza di sostanze nutritive, determinate da SOx e NOx, in un determinato ambiente. I risultati della analisi condotte dai succitati autori dimostrano che in relazione al primo KPI, la soluzione tecnologica più performante in termini ambientali è rappresentata dallo spark-ignited gas engine, seguito dal dual fuel ad alta pressione (Iannaccone et al. 2020).

#### 5.6.1.4 Ossidi di azoto (*nitrogenoxides*)

Le emissioni di NOx, sempre secondo lo studio condotto da Iannaccone et al. (2020), appaiono significativamente inferiori in un motore dual fuel avente bassa pressione, rispetto ad altre tipologie di combustibile. Le emissioni di NOx dipendono significativamente dalla temperatura di combustione, ed aumentano con l'innalzarsi della stessa. L'impiego di motori a GNL ha condotto al raggiungimento di una riduzione di emissioni pari a circa il 70-90% rispetto ai motori HFO. Secondo lo studio di Balcombe et al. (2019) grazie al processo di combustione implementato nei motori dual fuel è possibile conseguire una riduzione delle emissioni di NOx pari all'80-85% rispetto ai motori HFO.

Ponendo a confronto le emissioni prodotte dai motori a GNL e a MGO, lo studio condotto da Hwang et al. (2019), consente di identificare alcuni dei principali fattori di emissione in relazione all'impiego di diverse soluzioni tecnologiche e combustibili/carburanti marini. Con riferimento al NOx, i fattori di emissione risultano pari a  $1,4 \times 10^{-2}$  Kg/Kg di combustibile consumato, nel caso di motori a GNL, e pari a  $8,7 \times 10^{-2}$  Kg/Kg di combustibile consumato, nel caso invece di motori a MGO. Il GNL evidenzia quindi una riduzione pari a circa il 16% rispetto ai motori a combustibile marino.

#### 5.6.1.5 Anidride carbonica (*carbon dioxide*)

La maggior parte dei contributi scientifici esaminati mostrano come, grazie all'impiego di motori a GNL, sia possibile ottenere un efficientamento rilevante sotto il profilo ambientale anche in termini di emissioni di CO<sub>2</sub>. Le emissioni di tale composto risultano infatti ridotte di

circa il 20-30% rispetto ai motori HFO e MDO (Burel et. al 2013). Questo dato è da attribuire alla composizione del gas naturale, che presenta un contenuto di idrogeno superiore.

Per quanto riguarda invece il confronto tra motori LNG e i motori MGO, nello studio di Hwang et al. (2019) emerge una riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> da parte dei motori LNG rispetto a quelli a MGO pari al 14,3%. In particolare, nello studio condotto usando come campo di indagine empirica una bulk carrier da 50.000 DWT, è emerso un fattore di emissione pari a 2,75 Kg di CO<sub>2</sub> per ogni Kg di combustibile consumato nel caso del GNL, a fronte del fattore del MGO pari a 3.21kg di CO<sub>2</sub> (Hwang et al. 2019).

Iannaccone et al. (2020) nel confronto in termini di emissione di CO<sub>2</sub> tra le tipologie di motori a GNL con quelli a MGO mediante l'impiego di 4 KPI, hanno usato come indicatore di performance il Global Warming Impact Indicator: i risultati ottenuti hanno mostrato che il motore più efficiente dal punto di vista ambientale è costituito dal dual fuel ad alta pressione.

Di seguito, si riporta in Tabella 34, gli indicatori, non normalizzati, ottenuti dalla analisi condotta da Iannaccone et al. (2020).

<b>Indicator</b>	<i>Low pressure dual fuel</i>	<i>High pressure dual fuel</i>	<i>Lean burn spark ignition</i>	<i>MGO Fuel System</i>	<i>Unit</i>
<b>Environment</b>					
<b>GW</b>	2.49 x 10 <sup>7</sup>	2.13 x 10 <sup>7</sup>	2.90 x 10 <sup>7</sup>	3.30 x 10 <sup>7</sup>	kg CO <sub>2</sub> eq./y
<b>RA</b>	3.06 x 10 <sup>4</sup>	4.88 x 10 <sup>4</sup>	2.24 x 10 <sup>4</sup>	8.95 x 10 <sup>4</sup>	kg SO <sub>2</sub> eq./y
<b>HT</b>	7.43 x 10 <sup>4</sup>	1.18 x 10 <sup>5</sup>	5.45 x 10 <sup>4</sup>	1.59 x 10 <sup>5</sup>	kg 1,4-dichlorobenzene eq./y
<b>EU</b>	7.59 x 10 <sup>3</sup>	1.23 x 10 <sup>4</sup>	5.77 x 10 <sup>3</sup>	1.60 x 10 <sup>4</sup>	kg PO <sub>4</sub> <sup>3-</sup>
<b>Economic</b>					
<b>PrI</b>	206.68	211.22	207.90	298.20	M€
<b>Inherent safety</b>					
<b>HI</b>	17.92	27.26	17.26	16.75	m <sup>2</sup> /y

Tabella 34 - Riepilogo dei valori non normalizzati per gli indicatori di impatto di livello 1 e KPIs

### 5.6.1.6 PM & VOC

Tra i benefici ambientali concernenti l'impiego del GNL, la letteratura accademica e le analisi empiriche ad oggi condotte hanno evidenziato anche la possibilità di conseguire una riduzione delle polveri sottili, denominate PM, pari a circa il 90% rispetto ai motori HFO e di circa il 50% in relazione alle varie tipologie di carburanti/combustibili più nobili (Biofuel, Methanol, Hydrogen with marine fuelcells). La produzione di emissioni di PM risulta pertanto molto bassa o quasi completamente eliminata (Brynolf et al. 2014).

In termini di fattori di emissione, ottenuti dal sovra citato studio di Hwang et al. (2019), l'evidenza empirica mostra che l'impiego di GNL in ambito marittimo portuale determina un fattore di emissione pari a  $1,8 \times 10^{-4}$  Kg di PM per kg di combustibile consumato mentre per i motori MGO il medesimo fattore di emissione risulta pari a  $9,7 \times 10^{-4}$  Kg di PM per kg di combustibile consumato.

Per quanto concerne il VOC, che consiste nei Composti Organici Volatili, invece i fattori di emissione, nello studio di Hwang et al. (2019) vengono calcolati rispettivamente in  $3 \times 10^{-3}$  Kg di VOC per Kg di combustibile consumato per il GNL e  $3,08 \times 10^{-3}$  nel caso di impiego di MGO.

#### 5.6.1.7 *Other GHG emissions*

Lo stesso vantaggio che comporta una riduzione di emissioni di NOx, ossia che all'abbassarsi della temperatura diminuiscano le stesse, comporta anche un trade-off in termini di emissioni di CH<sub>4</sub>, che invece risultano aumentare. Sotto questo profilo, è necessario evidenziare che, l'innalzamento della temperatura, comporta invece una riduzione dei c.d. methane slip, ossia una riduzione delle emissioni di CH<sub>4</sub>. Mediante l'impiego di motori dual fuel ad alta pressione, l'emissione di metano sarebbe di circa lo 0,2% del throughput, ma comporterebbe il non raggiungimento degli standard imposti da Tier 3, in termini di emissioni di NOx (Balcombe et al. 2019).

Le emissioni di CH<sub>4</sub> risultano mediamente maggiori quando si utilizzano motori a GNL, considerando quindi sia i motori dual fuel che quelli spark-ignited gas, rispetto alle altre tipologie di motori. Questo dipende principalmente dai methane slip emessi dai motori, ma questo dato relativo alla fuoriuscita di metano è da relazionare in realtà anche alla gestione di tutte le fasi del ciclo di vita del carburante, andando quindi ad analizzare tutta la catena di produzione, che nel caso del GNL risulta più critica (Bengtsson et al. 2011). Vi è da sottolineare quindi l'importanza di limitare le perdite di metano al fine di rendere vantaggioso il GNL rispetto ad altre tipologie di carburante.

#### 5.6.1.8 *Metodologie impiegate nei papers e relativi fattori di emissione*

Per quanto concerne la metodologia applicata nell'ambito dei papers esaminati, sono emerse 3 distinte tecniche di analisi denominate: Well-to-Tank (WtT), Well-to-Wake (WtW), Tank-to-Wake (TtW). Nella Figura 86 vengono sintetizzate le metodologie WtT, TtW e WtW. Il termine Tank-to-Wake, denominato anche Tank-to-Propeller, descrive la presa in esame del ciclo di emissioni collegato all'uso di carburante nel veicolo e le emissioni generate quindi durante la navigazione; con Well-to-Tank invece si intende il ciclo che va dall'estrazione del carburante e la sua produzione, fino al rifornimento della nave. La somma delle due tecniche sovra citate costituisce la Well-to-Wake.

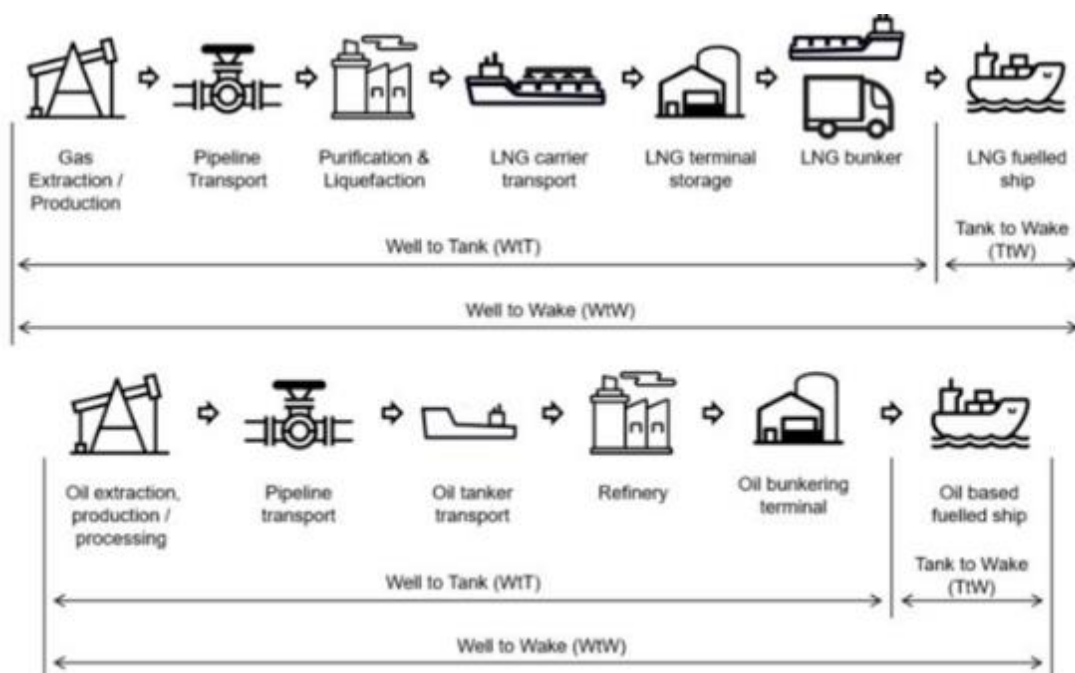


Figura 86 - Tecniche di valutazione delle emissioni

Infine, a titolo esemplificativo ed esplicativo, sono riportati in Tabella 35 i fattori di emissione impiegati in ciascuna analisi, con relativo paper di riferimento.

Year	Paper	Methodology	Emission Factor	Unit	HFO	HFO (Changes with Scrubber)	MGO	MGO (Changes with SCR)	LNG	LNG (Alternative Data)	GTL Fuel	GTL Fuel (Changes with SCR)	LBG	Methanol (natural gas)	Methanol (biomass)		
2011	Bengtsson et al.	Well-to-Wake	CH4	g/Mj fuel	0.0005	n.a.	$2.77 \times 10^{-3}$	n.a.	$7.83 \times 10^{-3}$	0.56	0.0005	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.		
			CO	g/Mj fuel	0.13	n.a.	$1.6 \times 10^{-4}$	n.a.	$1.08 \times 10^{-4}$	0.24	0.13	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	
			CO <sub>2</sub>	g/Mj fuel	78	n.a.	$8.7 \times 10^{-2}$	n.a.	$1.4 \times 10^{-2}$	n.a.	74	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
			N <sub>2</sub> O	g/Mj fuel	0.004	n.a.	0.004	n.a.	-	-	0.004	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
			NH <sub>3</sub>	g/Mj fuel	0.0003	n.a.	0.0003	0.0029	-	-	0.0003	0.0029	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
			NMVOG	g/Mj fuel	0.06	n.a.	0.06	n.a.	-	0.10	0.06	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
			NO <sub>x</sub>	g/Mj fuel	1.6	n.a.	1.5	0.23	0.17	0.36	1.5	0.23	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
			PM <sub>10</sub>	g/Mj fuel	0.093	0.071	0.034	n.a.	0.009	0.004	0.034	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
SO <sub>2</sub>	g/Mj fuel	0.5	0.05	0.05	n.a.	0	0	0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.			
2014	Brynnolf et al.	Tank-to-Wake	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	g/Mj fuel	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	0.073	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	
			C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	g/Mj fuel	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	0.019	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
			CH <sub>4</sub>	g/Mj fuel	0.00045	n.a.	n.a.	n.a.	0.71	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	0.79	n.a.	n.a.	
			CO	g/Mj fuel	0.13	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
			CO <sub>2</sub> (biomass origin)	g/Mj fuel	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	52	n.a.	69
			CO <sub>2</sub> (fossil origin)	g/Mj fuel	77	n.a.	n.a.	n.a.	54	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	69	n.a.
			N <sub>2</sub> O	g/Mj fuel	0.0035	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
			NH <sub>3</sub>	g/Mj fuel	0.0003	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
			NMVOG	g/Mj fuel	0.056	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
			NO <sub>x</sub>	g/Mj fuel	1.6	n.a.	n.a.	n.a.	0.11	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	0.11	0.28	0.28
			PM <sub>10</sub>	g/Mj fuel	0.093	n.a.	n.a.	n.a.	0.0043	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	0.0043	0.0043	0.0043
		SO <sub>2</sub>	g/Mj fuel	0.69	n.a.	n.a.	n.a.	0.00056	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	0.00058	n.a.	n.a.	
		Well-to-Tank	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	g/Mj fuel	0.0037	n.a.	n.a.	n.a.	0.0057	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	0.000043	0.00044	0.000050
			C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	g/Mj fuel	0.0067	n.a.	n.a.	n.a.	0.027	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	0.000077	0.00025	0.00014
			CH <sub>2</sub> O	g/Mj fuel	$5.6 \times 10^{-6}$	n.a.	n.a.	n.a.	$6.2 \times 10^8$	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	$6.2 \times 10^8$	0.0028	$1.2 \times 10^{-7}$
			CH <sub>4</sub>	g/Mj fuel	0.072	n.a.	n.a.	n.a.	0.033	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	0.18	0.011	0.042
			CO	g/Mj fuel	0.0092	n.a.	n.a.	n.a.	0.0027	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	0.0096	0.0063	0.025
			CO <sub>2</sub> (biomass origin)	g/Mj fuel	-	n.a.	-	n.a.	-	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	97	-	-
CO <sub>2</sub> (fossil origin)	g/Mj fuel		6.7	n.a.	n.a.	n.a.	8.3	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	27	20	17		
N <sub>2</sub> O	g/Mj fuel	0.00016	n.a.	n.a.	n.a.	0.00017	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	0.00033	0.00029	0.00022			



Year	Paper	Methodology	Emission Factor	Unit	HFO	HFO (Changes with Scrubber)	MGO	MGO (Changes with SCR)	LNG	LNG (Alternative Data)	GTL Fuel	GTL Fuel (Changes with SCR)	LBG	Methanol (natural gas)	Methanol (biomass)
			NH <sub>3</sub>	g/Mj fuel	0.000074	n.a.	n.a.	n.a.	$7.7 \times 10^{-7}$	n.a.	n.a.	n.a.	0.000083	$5.1 \times 10^{-6}$	0.000051
			NM VOC	g/Mj fuel	0.000082	n.a.	n.a.	n.a.	0.00069	n.a.	n.a.	n.a.	0.0087	0.011	0.014
			NO <sub>x</sub>	g/Mj fuel	0.021	n.a.	n.a.	n.a.	0.0095	n.a.	n.a.	n.a.	0.053	0.046	0.056
			PM <sub>10</sub>	g/Mj fuel	0.0011	n.a.	n.a.	n.a.	0.00032	n.a.	n.a.	n.a.	0.018	0.00057	0.011
			SO <sub>2</sub>	g/Mj fuel	0.039	n.a.	n.a.	n.a.	0.00083	n.a.	n.a.	n.a.	0.073	0.0021	0.048
2019	Hwang et al.	Tank-to-Wake	CH <sub>4</sub>	Kg/Kg fuel	n.a.	n.a.	$6.0 \times 10^{-5}$	n.a.	$5.0 \times 10^{-2}$	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
			CO	Kg/Kg fuel	n.a.	n.a.	$2.77 \times 10^{-3}$	n.a.	$7.83 \times 10^{-3}$	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
			CO <sub>2</sub>	Kg/Kg fuel	n.a.	n.a.	3.21	n.a.	2.75	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
			N <sub>2</sub> O	Kg/Kg fuel	n.a.	n.a.	$1.6 \times 10^{-4}$	n.a.	$1.08 \times 10^{-4}$	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
			NM VOC	Kg/Kg fuel	n.a.	n.a.	$3.08 \times 10^{-3}$	n.a.	$3.0 \times 10^{-3}$	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
			NO <sub>x</sub>	Kg/Kg fuel	n.a.	n.a.	$8.7 \times 10^{-2}$	n.a.	$1.4 \times 10^{-2}$	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
			PM <sub>10</sub>	Kg/Kg fuel	n.a.	n.a.	$9.7 \times 10^{-4}$	n.a.	$1.8 \times 10^{-4}$	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
SO <sub>2</sub>	Kg/Kg fuel	n.a.	n.a.	$1.0 \times 10^{-3}$	n.a.	-	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.			

Tabella 35 - Sintesi dei fattori di emissione impiegati nei paper con specifica della metodologia applicata

## **5.6.2 Profili metodologici connessi alla stima dei costi e dei benefici ambientali da impiego di GNL.**

Una volta identificato il framework teorico per la categorizzazione dei possibili costi e benefici ambientali connessi all'impiego del GNL per la propulsione marittima, nella presente sezione del documento si procede in primo luogo ad esaminare lo stato dell'arte relativo agli approcci metodologici per la quantificazione dei suddetti costi/benefici, facendo riferimento alle principali metodologie impiegate dal punto di vista operativo dagli specialisti, dai tecnici e dalle autorità competenti.

Successivamente si procede a delimitare in modo dettagliato l'oggetto di studio e l'ambito di analisi con specifico riferimento al Progetto SIGNAL per le finalità di cui al presente documento.

### *5.6.2.1 Approcci metodologici per la quantificazione dei costi e dei benefici ambientali connessi al GNL: lo stato dell'arte*

L'introduzione del GNL come combustibile navale può contribuire significativamente alla riduzione delle emissioni e dell'inquinamento prodotto dall'industria marittimo-portuale nel suo complesso, dal momento che il GNL comporta importanti vantaggi sotto il profilo ambientale rispetto all'uso dei carburanti e dei combustibili marini tradizionalmente impiegati nel trasporto via mare. In tal senso, la letteratura e i documenti specialistici affermati a livello internazionale evidenziano come i maggiori benefici connessi all'impiego di GNL riguardino prioritariamente le emissioni di SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>, PM e, almeno in parte, di CO<sub>2</sub>.

Il problema fondamentale connesso alla quantificazione dei vantaggi ambientali connessi all'impiego del GNL in ambito marittimo portuale origina dal fatto che i risultati delle analisi e quindi la valutazione conclusiva dipende strettamente da almeno tre elementi:

1. la delimitazione dell'ambito di studio;
2. la scelta dell'approccio metodologico complessivo scelto per giungere alla stima/quantificazione degli impatti;
3. gli specifici fattori di emissione usati per effettuare le stime.

Quanto al primo aspetto, in questo caso, la delimitazione dell'ambito di studio si riferisce alla definizione del tipo di emissioni e di inquinanti da includere nella valutazione dei costi/benefici ambientali.

Con riferimento alla scelta dell'approccio metodologico adottato, invece, rileva in primo luogo la scelta in merito alla fase del ciclo di vita del carburante/combustibile da considerare. Alcuni studi infatti considerano esclusivamente gli solo gli effetti connessi alle fasi Tank-to-propeller (TTP), mentre altri estendono la valutazione alle fasi relative al ciclo a monte, ovvero includono gli impatti riconducibili al Well-to-tank (WTT).

Sotto questo profilo, a titolo semplificativo, si considerino i dati riportati nella successiva Figura 87 che evidenziano come l'adozione delle due prospettive possano condurre a risultati molto differenti per esempio con riferimento all'impiego dell'idrogeno.

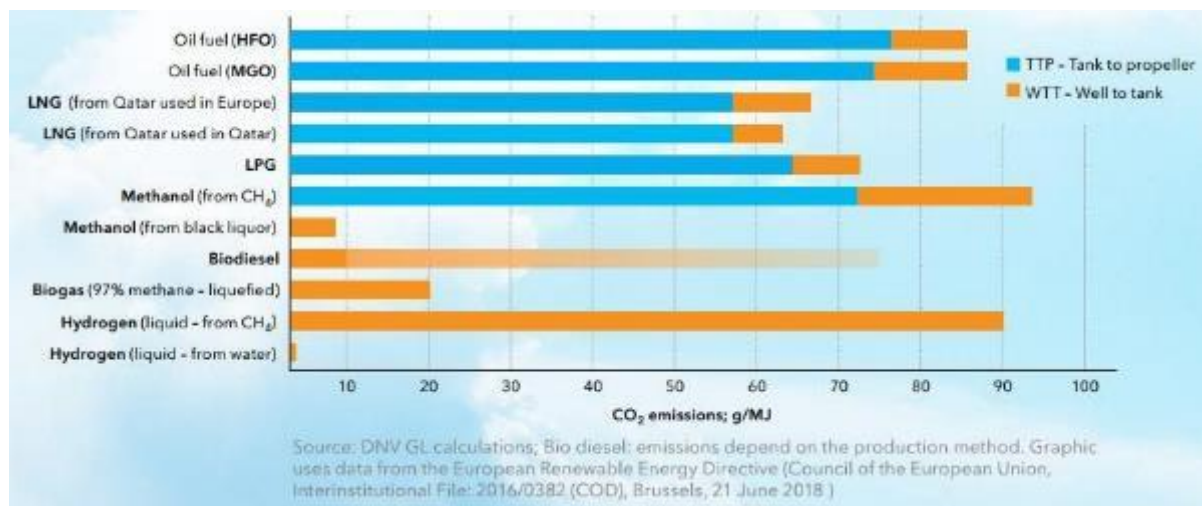


Figura 87 - Emissioni di CO2 relative a diversi combustibili/carburanti alternativi (DNV-GL, «Assessment of selected alternative fuels and technologies» (April 2019)

Inoltre, sempre a livello metodologico, la scelta dei motori da impiegare come benchmark per il confronto in termini di impatti ambientali connessi a diversi combustibili/carburanti appare non neutra rispetto ai risultati finali conseguiti (cfr. Figura 88 e Tabella 36).

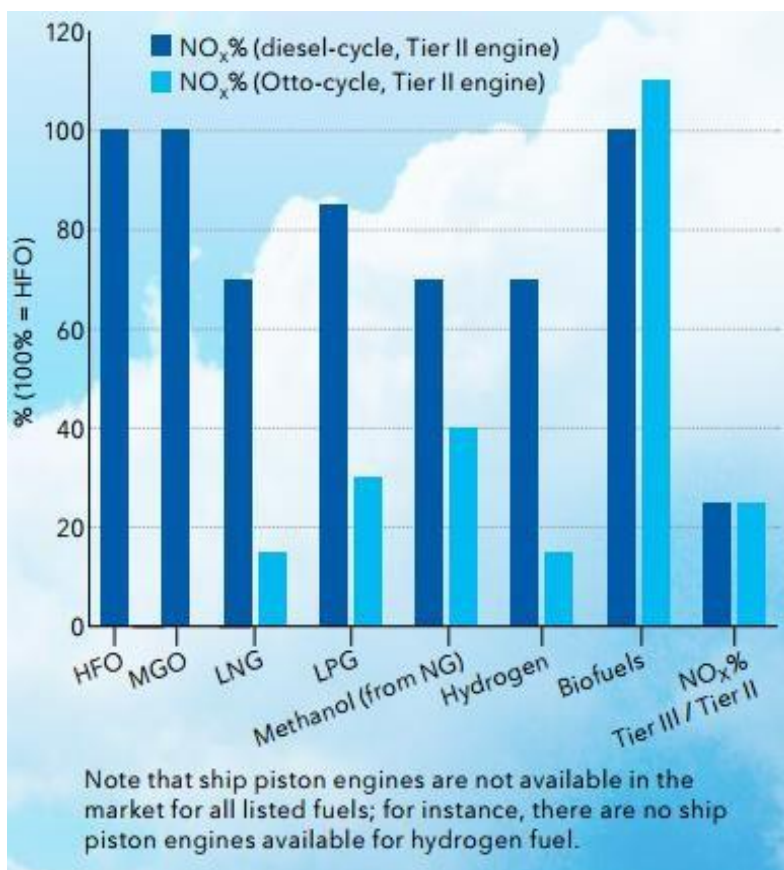


Figura 88 - Emissioni di NOx relative a diversi combustibili/carburanti alternativi (DNV-GL, «Assessment of selected alternative fuels and technologies» (April 2019)

Emission component	Emission reduction with LNG as fuel	Comments
SO <sub>x</sub>	100%	Complies with ECA and global sulphur cap
NO <sub>x</sub> , low-pressure engines (Otto cycle)	85%	Complies ECA 2016 Tier III regulations.
NO <sub>x</sub> , high-pressure engines (Diesel cycle)	40%	Need EGR/SCR to comply with ECA 2016 Tier III regulations
CO <sub>2</sub>	25-30%	Benefit for the EEDI requirement, no other regulations (yet)
Particulate matter	95-100%	No regulations (yet)

Tabella 36 - Impiego del GNL come combustibile per la propulsione navale: implicazioni del tipo di motore sull'impatto ambientale prodotto in termini di Nox<sup>30</sup>.

Per quanto attiene invece al terzo profilo, ovvero la specifica scelta dei “fattori di emissione” da impiegare per ciascuna tipologia di carburante, è appena il caso di ricordare come i cosiddetti fattori di emissione per carburante/combustibile marino consentano di effettuare un rapido confronto in merito agli impatti ambientali connessi all’impiego di ciascuna

<sup>30</sup> (DNV-GL, «Assessment of selected alternative fuels and technologies» (April 2019).

tipologia di carburante o combustibile, ma pongono il problema della scelta dell'unità di misura e degli esatti parametri da impiegare.

In tal senso, la Tabella 37 riporta i dati relativi ai fattori di emissione connessi ad alcuni tra i più diffusi carburanti/combustibili marini (HFO - heavy fueloil e MDO - marine diesel oil), messi a confronto con quelli relativi al GNL (LNG - liquefied natural gas.), secondo quanto dichiarato dall'International Maritime Organization (IMO, 2014).

SO <sub>x</sub>	0.049	0.003	Trace
CO <sub>2</sub>	3.114	3.206	2.750
CH <sub>4</sub>	Trace	Trace	0.051
NO <sub>x</sub>	0.093	0.087	0.008
PM	0.007	0.001	trace

Tabella 37 - Fattori di emissione per carburanti marini (g/g di carburante) - Fonte: IMO (2014)

I fattori di emissione, tuttavia, possono variare sensibilmente in ragione di diverse variabili fondamentali quali, a titolo esemplificativo, la provenienza geografica del combustibile o del carburante, come evidenziato nella successiva Tabella 38.

Data from DNV No. 2011-1449, Rev. 1 (Tab 16 mainly); DNV NO 2012-0719	CO <sub>2</sub> equivalent [g/MJ] (Tab 3, DNV-2012-0719)			% CO <sub>2</sub> (HFO = 100%)	
	Well-to-tank CO <sub>2</sub> emissions (WTT)	Tank To Propeller CO <sub>2</sub> emissions (TTP)	Total CO <sub>2</sub> 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

Tabella 38 - Comparazione delle emissioni connesse a diversi fuels (DNV-GL, «Assessment of selected alternative fuels and technologies» (April 2019).

### 5.6.2.2 Metodologie ARPAV

A seguito della sempre più stringente normativa in materia di emissioni all'interno ed all'esterno delle aree costiere e portuali, sia a livello europeo che mondiale, numerosi soggetti istituzionali hanno iniziato a svolgere ricerche sia di tipo "on-field research" sia di tipo "deck research" al fine di esaminare nel dettaglio i costi e i benefici ambientali connessi all'impiego del GNL.

Dal punto di vista metodologico, in particolare, l'Agenzia Regionale per la Prevenzione Ambientale del Veneto (ARPAV) nel 2007 e nel 2013 ha pubblicato due contributi particolarmente dettagliati. Nel documento "Le emissioni da attività portuale", pubblicato nel febbraio del 2007, ARPAV individua due distinte metodologie atte a stimare i costi e i benefici ambientali connessi all'impiego di GNL in ambito marittimo particolare: la prima è semplificata, mentre la seconda è dettagliata.

La metodologia semplificata è suggerita da ARPAV nel caso in cui vadano esaminate realtà portuali o costiere per le quali non si disponga di informazioni dettagliate in merito alle

operazioni portuali (pilotaggio, ormeggio, imbarco/sbarco, ecc.) o quando il traffico navale risulti prevalentemente riferibile a navi di passaggio negli specchi acquei portuali senza che vengano realizzate operazioni di ormeggio o stazionamento. L'applicazione della metodologia semplificata in oggetto richiede la disponibilità di 4 tipi di informazioni al fine di determinare le emissioni prodotte, ovvero:

- tipologia di nave;
- numero di giorni di navigazione;
- tipologia di motore;
- tipologia di combustibile utilizzato.

Note queste informazioni, l'emissione totale sarà poi la risultante di:

$$E_i = \sum_{jkl} E_{ijkl}$$

con

$$E_{ijkl} = S_{jk}(GT) \cdot t_{jkl} \cdot F_{ijl}$$

Dove:

- i = tipo di inquinante;
- j = tipo di combustibile;
- k = tipo di nave;
- l = tipo di motore;
- $E_i$  = emissione totale per l'inquinante i – esimo;
- $E_{ijkl}$  = emissione totale per l'inquinante i – esimo dovuta all'uso del combustibile j, su una nave di tipo k e con un motore di tipo l;
- $S_{jk}(GT)$  = consumo giornaliero del combustibile j per la nave di tipo k;
- $t_{jkl}$  = giorni di navigazione della nave di tipo k con un motore di tipo l e combustibile di tipo j;
- $F_{ijl}$  = fattore di emissione medio dell'inquinante i-esimo nei motori di tipo l con combustibile di tipo j.

La metodologia dettagliata, invece, può essere utilizzata quando, in relazione a ciascuna nave transitante nel porto, sia possibile identificare e distinguere le diverse fasi in cui le emissioni si possono generare, ossia:



- approccio o ormeggio al porto;
- stazionamento in porto;
- partenza dal porto;
- navigazione.

Per poter applicare opportunamente la metodologia dettagliata sono dunque necessari i dati e le informazioni relativi al numero di giorni che una data nave trascorre in ognuna delle sovra citate fasi, oltre alle variabili già viste per la metodologia semplificata (ovvero: tipologia di nave; numero di giorni di navigazione; tipologia di motore; tipologia di combustibile utilizzato). La molteplicità di dati richiesti per poter effettuare questo tipo di analisi rende l'applicazione della metodologia in oggetto poco frequente nel concreto. Note però queste informazioni, in questo caso, l'emissione totale sarà data da:

$$E_i = \sum_{jklm} E_{ijklm}$$

con

$$E_{ijklm} = S_{jkm}(GT) \cdot t_{jklm} \cdot F_{ijlm}$$

Dove:

- m = tipo di fase;
- Eijklm=emissione totale per l'inquinante i – esimo dovuta all'uso del combustibile j, su una nave di tipo k, con un motore di tipo l e nella fase m;
- S<sub>jkm</sub>(GT) = consumo giornaliero del combustibile j per la nave di tipo k nella fase m;
- t<sub>jklm</sub> = giorni di navigazione della nave di tipo k con un motore di tipo l, combustibile di tipo j e nella fase m;
- F<sub>ijlm</sub> = fattore di emissione medio dell'inquinante i-esimo nei motori di tipo l con combustibile di tipo j durante la fase m.

In particolare, per quanto concerne i risultati delle analisi, ottenuti seguendo la metodologia dettagliata, nella Tabella 39 vengono riportate le emissioni complessive suddivise per i diversi per tipologia di inquinante e per metodologia applicata.

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	-	-	-	-	-	-

Tabella 39 - Risultato della stima delle emissioni portuali con approccio bottom up e confronto con la stima top down di APAT – 2000 (Fonte: Arpav 2007)

Nel successivo studio pubblicato nel 2013, sempre da ARPAV, viene citata la procedura Tier 3 EMEP/EEA per la stima delle emissioni, secondo cui risulta necessario stimare la potenza installata del motore principale (main engine) e del motore ausiliario (auxiliaries), a partire dalla stazza lorda (Gross Tonnage) di ciascuna nave.

La potenza installata del motore principale viene calcolata secondo le funzioni dipendenti dal Gross Tonnage (GT) e dalla categoria di appartenenza della nave. Per quanto concerne, invece, alla potenza installata del motore ausiliario, si procede calcolando la medesima come specifica percentuale della potenza installata del motore principale. L'emissione totale verrà quindi successivamente calcolata a partire dall'equazione di seguito riportata:

$$ETrip_{i,j,m} = \sum_P [TP \sum_e (P_e \times LF_e \times EF_{e,i,j,m,p})]$$

Dove:

- ETrip=Emissione di un viaggio (tonnellate);
- EF= Fattore di Emissione (g/Kwh), dipendente dal tipo di nave;
- LF=fattore di carico del motore (%);
- P=potenza nominale del motore (kW);
- p = fase di navigazione (crociera, stazionamento, manovra);
- Tp=tempo impiegato in una determinata fase di navigazione (h);
- e=categoria motore (principale, ausiliario);
- I =inquinante (NOx, NMVOC, PM);
- j=tipo motore (diesel a bassa, media e alta velocità, turbina a gas, turbina a vapore);

- m=tipo di combustibile (olio combustibile, olio diesel marino, gasolio marino, benzina).

La procedura Tier 3 EMEP/EEA prevede anche la possibilità, in caso di mancanza di informazioni relative alla tipologia di motore e del combustibile impiegato dalla singola nave, di fare riferimento alle distribuzioni statistiche, relative alle classi dei motori e dei combustibili, basandosi sui dati registrati relativi alle flotte di riferimento.

A titolo esemplificativo viene riportata la Tabella 40 contenente le percentuali di motori installati suddivisi per tipologia di motore e classe di appartenenza, tali dati sono riconducibili alla flotta registrata nell'anno 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

Tabella 40 - Percentuale di motori installati suddivisi per tipologia di motore e classe di appartenenza (Fonte: Arpav 2013)

### 5.6.2.3 Metodologia dell'Autorità Portuale di Salerno

Un ulteriore soggetto istituzionale ad avere proposto una metodologia per il calcolo delle emissioni derivanti dal traffico navale è l'ex Autorità Portuale di Salerno che, nel 2013, nello studio dedicato agli interventi ad adeguamento tecnico e funzionale del Porto commerciale di Salerno ha effettuato un'analisi di dettaglio relativa all'impatto ambientale connesso all'impiego di diverse forme di carburanti/combustibili in ambito marittimo-portuale.

Nello specifico essa ha individuato due distinti approcci di analisi: il primo focalizzato sulla determinazione quantitativa delle emissioni causate direttamente dalle zone e dalle aree portuali, il secondo volto a identificare e valutare i fattori indiretti di incremento delle emissioni, riconducibili quindi all'infrastruttura ma non direttamente generati da essa.

Per la prima parte di analisi si è fatto riferimento alla sezione 1.A.3d "Navigation GB2009 update March 2011", del documento "Air Pollutant Emission Inventory Guidebook 2009", che tratta di tutte le modalità di trasporto via acqua (dal diporto alla navigazione in acque oceaniche), comprendendo inoltre sia motori diesel che turbine a vapore e gas.

Per quanto concerne i processi di emissione prodotti dalla navigazione essi sono riconducibili a due fonti principali:

- I motori principali, usati per la propulsione;
- I motori ausiliari, utilizzati per l'energia e i servizi.

A seconda delle informazioni disponibili vengono proposti tre distinti metodi di seguito descritti e riportati sotto forma di diagramma di flusso della metodologia nella Figura 89 - Albero decisionale per la valutazione delle emissioni delle attività navali:

- TIER 1, quando sono noti i dati per la tipologia di combustibile e quando la sorgente non è considerata come sorgente principale;
- TIER 2, qualora si disponga di informazioni relative alla tipologia del moto;
- TIER 3, qualora siano disponibili informazioni relative ai movimenti della nave suddivisi per tipologia di motore e per tipologia di manovra. Tale metodologia, quindi, si basa sulla circolazione delle singole navi e sulle loro caratteristiche tecniche in termini di tipologia di motore e di carburante/combustibile impiegati: ciò consente di valutare sia le emissioni complessive sia i fattori di emissioni delle singole sorgenti. La stessa metodologia poi viene ulteriormente scomposta in due ulteriori approcci metodologici in funzione delle informazioni specifiche conosciute:
  - La prima viene usata quando si conosce la quantità di carburante;
  - La seconda invece quanto non è noto il quantitativo di carburante consumato.

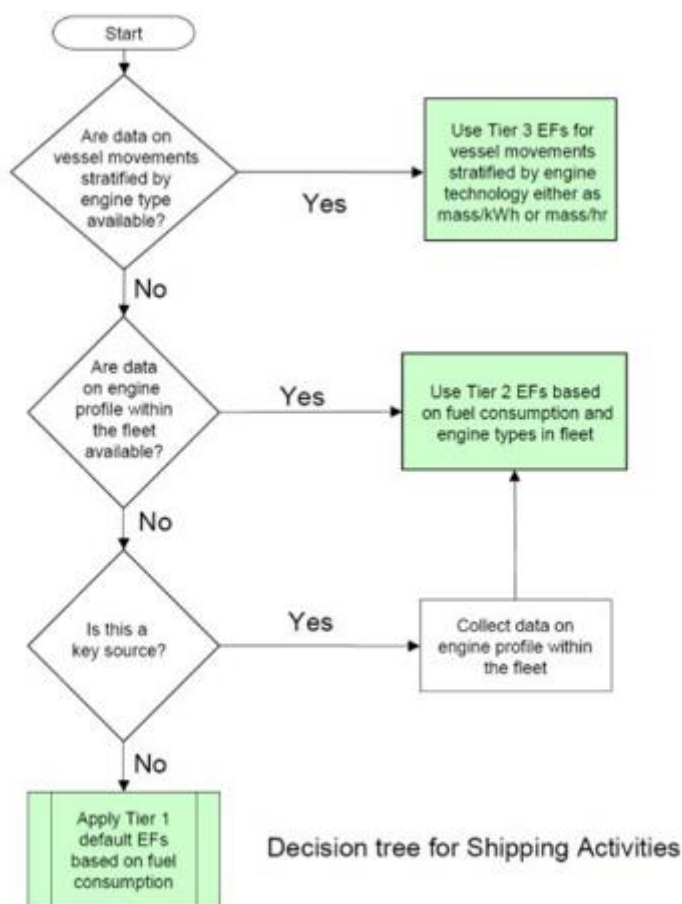


Figura 89 - Albero decisionale per la valutazione delle emissioni delle attività navali

#### 5.6.2.4 Metodologia della società di consulenza Techne Consulting

Techne Consulting, società di consulenza che si occupa di studiare, ricercare e sviluppare dei modelli software nel settore dell'ambiente e dell'energia, nel 2017 ha presentato uno studio atto a studiare le emissioni del sistema porto, comprendendo metodologia, software e applicazione al caso dei porti liguri. La valutazione delle emissioni è stata effettuata suddividendo in due l'analisi: la prima atto a studiare le emissioni prodotte dalle attività di manovra e stazionamento delle navi e dei rimorchiatori, la seconda invece, con un focus sulle attività portuali a terra, comprendendo in tale categoria:

- Movimentazione dei prodotti petroliferi;
- Movimentazione dei combustibili solidi e di altro materiale polverulento;
- Movimentazione dei mezzi di servizio alle attività portuali;
- Manutenzione delle navi;

- Traffico e stazionamento dei veicoli gommati sulla rete viaria interna alle aree portuali.

Per quanto concerne la prima analisi, le emissioni, quantificate per singola nave, su base oraria e per un anno intero, sono state calcolate a partire da:

- La valutazione dei consumi di combustibile in stazionamento e in manovra: tali consumi sono stati determinati dalla potenza dei motori di ogni nave, valutazione sul carico dei motori nelle diverse fasi e da opportune funzioni che esprimono i consumi in funzione della potenza;
- I fattori di emissione, utilizzando come fonte EMEP/EEA Guidebook.

Risulta quindi evidente come, a seconda dei dati disponibili, risulti preferibile una metodologia piuttosto che un'altra e, sebbene alcuni enti e organi istituzionali forniscano delle tecniche di calcolo e analisi basate su distribuzioni statistiche, il calcolo delle emissioni, e dunque anche il puntuale confronto tra soluzioni alternative per la propulsione navale in ragione dell'impatto ambientale prodotto sono influenzati da una pluralità di fattori esterni e soggettivi, derivanti sia dalla disponibilità dei dati, dal loro livello di aggiornamento, sia per quanto concerne il calcolo dei consumi di combustibile dai parametri impiegati in relazione ai singoli fattori di emissione.

### **5.6.3 Delimitazione dell'oggetto di analisi e definizione delle alternative metodologiche applicabili al Progetto SIGNAL**

Al fine di stimare il beneficio, in termini di riduzione di emissioni di CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, PM e SO<sub>x</sub>, prodotto dallo "switch" da oli combustibili marini tradizionali, quali l'HFO, a combustibili più innovativi e meno inquinanti come il GNL si è deciso di approfondire due metodi, entrambi basati sulla logica dei "peers".

La suddetta logica dei "peers" permette di comparare i motori di nuova generazione delle navi alimentate a GNL e, in particolare, i relativi consumi, con i consumi dei motori tradizionali del comparto marittimo, alimentati in prevalenza a HFO, come se fossero oggetto di refitting.

Infatti, basandosi su tale logica, si è ipotizzato di porre a confronto, rispetto alla flotta GNL impiegata nell'area MED, una flotta alimentata a HFO, ipotizzata essere impiegata sulle stesse rotte della flotta a GNL e di caratteristiche tecniche simili in termini di dimensione (GT, Deadweight), tipologia navale, nonché tipo e potenza di motore. Tale flotta è stata definita "Peers HFO". A parità di condizioni, le variabili di maggiore incidenza sulla scelta di individuazione della flotta "peers HFO" sono state quelle relative al motore principale, come di seguito riportate:



- Engine Design: produttore del motore principale
- Engine Stroke: 2 o 4 tempi
- Engine Cylinder: numero di cilindri del motore
- Engine Number: numero di motori
- Engine RPM: numero di giri al minuto del motore
- Engine power KW/H: Potenza del motore in termini di chilowatt ora

Tramite l'individuazione della flotta "peers a HFO" è stato possibile comparare i consumi delle due flotte in un arco temporale prestabilito (anno) e, successivamente, applicando un tasso di conversione in emissioni dei combustibili oggetto di analisi, HFO e GNL, individuato in base alle specifiche tecniche dei diversi motori (design e potenza in KW/h), stimare le emissioni delle due flotte. Dal confronto tra le emissioni delle due flotte è quindi possibile identificare il beneficio ambientale derivante dal passaggio da forme tradizionali di propulsione navale a soluzioni più innovative. La ragione dell'utilizzo della logica "peers" è dovuta al fatto che si ritiene che i natanti "peers HFO" rappresentino, prima di un'operazione di conversione (refitting), le navi della flotta a GNL impiegate nel MED, nel caso queste fossero state convertite e non costruite. In Figura 90, un esempio della logica "refitting" utilizzata nell'individuazione dei peers. Si tratta ovviamente di un'astrazione finalizzata a comprendere il beneficio ambientale che deriva dall'aver introdotto nuove navi a GNL invece di continuare ad impiegare navi a propulsione tradizionale.



Figura 90 - : Logica refitting per l'individuazione della flotta "peers HFO" rispetto alla flotta alimentata a GNL

L'individuazione della flotta "peers" delle navi alimentate a HFO, è stata svolta sia in relazione alle navi a GNL ad oggi operanti, sia di quelle in ordine o in costruzione presso i cantieri.

Dal 2020 fino al 2025, al fine di stimare la domanda marittima di HFO e le relative emissioni si è utilizzato il metodo analitico, basato sugli ordini ai cantieri, aggiornando la flotta "peers HFO" in modo che nel periodo 2020-2025 questa sia rappresentativa della consistenza della flotta prospettica a GNL e dei relativi consumi ed emissioni. Per quanto attiene, invece, il periodo successivo, che si estende dal 2025 al 2035 non essendo disponibili i dati sui nuovi

ordinativi ai cantieri di navi alimentate a GNL si è proceduto con un metodo di stima delle emissioni di tipo sintetico. In altri termini si è proceduto ad applicare alla domanda stimata di bunker delle diverse tipologie navali della flotta “peers HFO” in relazione anno 2025, i tassi CAGR desunti dalla crescita storica delle flotte delle diverse tipologie navali alimentate a GNL, equivalendo così sia la crescita dei consumi che la crescita delle emissioni.

In Figura 91 si riporta la consistenza della flotta GNL dal 2020 al 2025, totalmente replicata nel processo di individuazione dei “peers HFO” mentre, Tabella 41, vengono riportati i profili tecnici delle navi alimentate a GNL operanti e in ordine ai cantieri su cui sono stati selezionati i loro equivalenti “peers” navali alimentati a HFO. In Tabella 42 sono invece riportate le caratteristiche tecniche delle “navi peers” alimentate a HFO.

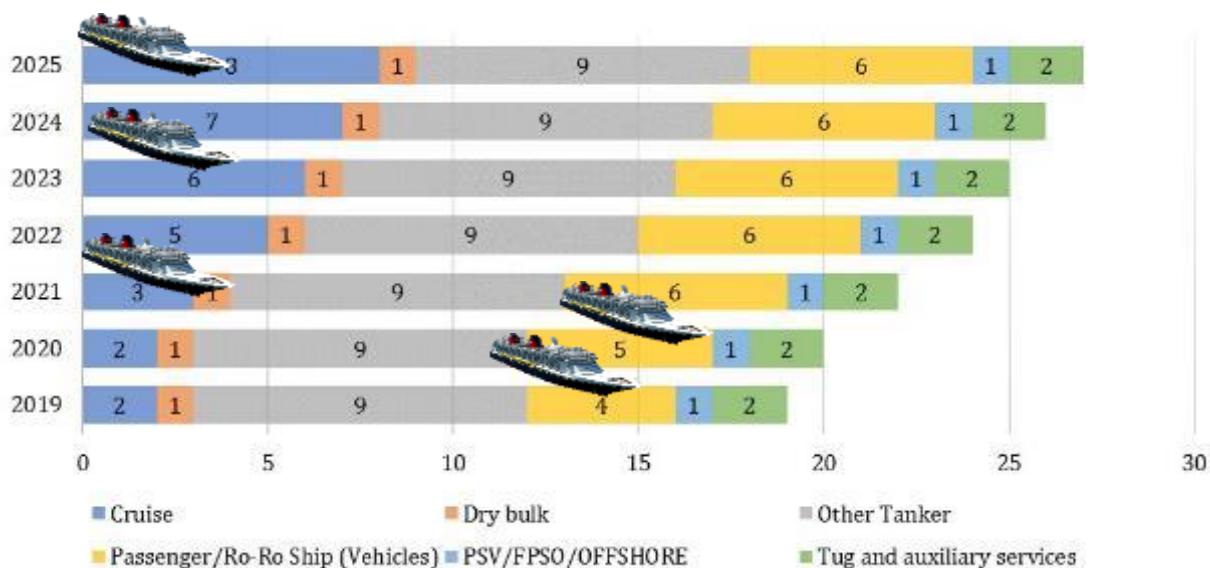


Figura 91 - Flotta alimentata a GNL operativa e in ordine

IMO code	Name of Ship	Ship Type	Year	Deadweight	GT	Fuel Consumption Main Engines	Service Speed	Engine Cylinders	Engine Design	Engine Model	Engine Stroke	Engines Number	Total KW Main Eng	Total HP Main Eng	Engines RPM
9781865	AIDANOVA	Cruise	2018	12.500	183.858	NA	18	16	MaK	16M46DF	610	4	61760	83968	514
9781889	COSTA SMERALDA	Cruise	2019	13.000	183.900	NA	18	16	MaK	16M46DF	610	4	61760	83968	514
9837420	MSC EUROPA	Cruise	2022	18.000	205.700	NA	20	14	Wartsila	14V46DF	580	5	80150	108970	600
9829930	ICON OF THE SEAS	Cruise	2022	13.500	200.000	NA	21	14	Wartsila	NA	580	1	NA	NA	514
9781891	COSTA TOSCANA	Cruise	2021	13.000	184.000	NA	18	16	MaK	NA	NA	NA	NA	NA	NA
NA	MSC WORLDCLASS 1	Cruise	2024	18.000	205.700	NA	20	14	Wartsila	NA	NA	NA	NA	NA	NA
NA	MSC WORLDCLASS 2	Cruise	2025	18.000	205.700	NA	20	14	Wartsila	NA	NA	NA	NA	NA	NA
NA	MSC MERAVIGLIA PLUS	Cruise	2023	13.610	181.541	NA	20	14	Wartsila	NA	NA	NA	NA	NA	NA
9441130	ABEL MATUTES	Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	2010	5.300	29.470	NA	21,4	9	MaK	9M46DF	610	3	18000	24473	500
9819806	ELIO	Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	2018	1.672	8.778	NA	15	6	Wartsila	6L34DF	400	3	9000	12237	720
9498755	HYPATIA DE ALEJANDRIA	Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	2019	7.000	26.500	NA	24	NA	Wartsila	NA	NA	2	20610	28022	NA
9498767	MARIE CURIE	Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	2019	7.000	26.375	NA	24	NA	Wartsila	NA	NA	2	20600	28008	NA
9863637	ARMON GIJON G021	Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	2020	1.200	9.378	NA	35	16	Wartsila	16V31DF	430	4	35200	47856	750
9875537	BARERAS 1708	Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	2021	5.800	39.751	NA	26	8	Wartsila	8L46DF	580	4	36640	49816	600
9772278	MIA DESGAGNES	Chemical/Products Tanker	2017	14.986	12.061	13,9	13,8	5	Wartsila	5RT-flex50DF	2050	1	5450	7410	110
9804423	PAULA DESGAGNES	Chemical/Products Tanker	2018	14.980	12.061	13,9	13,8	5	Wartsila	5RT-flex50DF	2050	1	5450	7410	110
9739812	RAMANDA	Chemical/Products Tanker	2018	17.999	12.770	8,8	13	9	Wartsila	9L34DF	400	1	4500	6118	750
9804435	ROSSI A. DESGAGNES	Chemical/Products Tanker	2019	15.100	11.837	13,9	13,8	5	Wartsila	5RT-flex50DF	2050	1	5450	7410	110
9739824	THUN VERNER	Chemical/Products Tanker	2018	17.999	12.770	8,8	13	9	Wartsila	9L34DF	400	1	4500	6118	750
9818278	FURE VEN	Chemical/Products Tanker	2019	17.993	12.770	8,8	13	9	Wartsila	9L34DF	400	1	4500	6118	750
9829784	MOSTRAUM	Chemical/Products Tanker	2019	10.543	7.256	NA	12,5	9	Wartsila	9L34DF	400	1	4320	5873	720
9771456	IRELAND	Cement Carrier	2016	7.569	4.284	NA	13	6	Wartsila	6L34DF	400	1	2999	4077	750
9776925	LIVING STONE	Cable Layer	2018	13.815	18.886	NA	14	9	Wartsila	9L34DF	400	4	13050	17744	720
9778155	MINERVA	Trailing Suction Hopper Dredger	2017	2.778	3.952	NA	12	16	A.B.C.	16VDZC	310	2	4800	6526	900
9372901	VIKING QUEEN	Platform Supply Ship	2008	6.200	6.111	15	16	6	Wartsila	6L32DF	350	4	9200	12508	750

IMO code	Name of Ship
9410569	NORWEGIAN EPIC
9410569	NORWEGIAN EPIC
9745378	MSC SEAVIEW
9304033	FREEDOM OF THE SEAS
9410569	NORWEGIAN EPIC
9745378	MSC SEAVIEW
9745378	MSC SEAVIEW
9390367	MARTIN I SOLER
9208394	EUROPEAN CAUSEWAY
9212163	BAIE DE SEINE
9212163	BAIE DE SEINE
9208394	EUROPEAN CAUSEWAY
9212163	BAIE DE SEINE
9809057	OCEAN DOLPHIN
9809057	OCEAN DOLPHIN
9499838	T. GONUL
9809057	OCEAN DOLPHIN
9499838	T. GONUL
9499838	T. GONUL
9499838	T. GONUL
9103790	CAPO CINTO
9236676	ASEAN EXPLORER
9462603	DE LAPEROUSE
9743057	HARVEY BLUE-SEA

Tabella 41 - Profili tecnici delle navi alimentate a GNL e relativi "peers HFO"

IMO code	Name of Ship	Ship Type	Year	Deadweight	GT	Service Speed	Fuel Consumption Main Engines	Engine Cylinders	Engine Design	Engine Model	Engine Stroke	Engines Number	Total KW Main Eng	Total HP Main Eng	Engines RPM
9410569	NORWEGIAN EPIC	Passenger/Cruise	2010	10.850	155.873	22,50	280,00	12	MaK	12M43C	610	6	80.400	109.314	514
9410569	NORWEGIAN EPIC	Passenger/Cruise	2010	10.850	155.873	22,50	280,00	12	MaK	12M43C	610	6	80.400	109.314	514
9745378	MSC SEAVIEW	Passenger/Cruise	2018	11.385	153.516	21,10	285,00	14	Wartsila	14V46F	580	4	62.400	84.838	600
9304033	FREEDOM OF THE SEAS	Passenger/Cruise	2006	10.600	156.271	21,60	280,00	12	Wartsila	12V46C	580	6	62.400	84.838	514
9410569	NORWEGIAN EPIC	Passenger/Cruise	2010	10.850	155.873	22,50	280,00	12	MaK	12M43C	610	6	80.400	109.314	514
9745378	MSC SEAVIEW	Passenger/Cruise	2018	11.385	153.516	21,10	285,00	14	Wartsila	14V46F	580	4	62.400	84.838	600
9745378	MSC SEAVIEW	Passenger/Cruise	2018	11.385	153.516	21,10	285,00	14	Wartsila	14V46F	580	4	62.400	84.838	600
9745378	MSC SEAVIEW	Passenger/Cruise	2018	11.385	153.516	21,10	285,00	14	Wartsila	14V46F	580	4	62.400	84.838	600
9390367	MARTIN I SOLER	Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	2008	4.370	24.760	21,40	80,00	9	MaK	9M43C	610	2	18.000	24.472	500
9208394	EUROPEAN CAUSEWAY	Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	2000	4.331	20.646	22,70	80,00	12	Wartsila	12V38	475	4	31.680	43.072	600
9212163	BAIE DE SEINE	Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	2003	5.625	22.382	22,00	85,00	9	Wartsila	9L46C	580	2	18.900	25.696	500
9212163	BAIE DE SEINE	Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	2003	5.625	22.382	22,00	85,00	9	Wartsila	9L46C	580	2	18.900	25.696	500
9208394	EUROPEAN CAUSEWAY	Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	2000	4.331	20.646	22,70	80,00	12	Wartsila	12V38	475	4	31.680	43.072	600
9212163	BAIE DE SEINE	Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	2003	5.625	22.382	22,00	85,00	9	Wartsila	9L46C	580	2	18.900	25.696	500
9809057	OCEAN DOLPHIN	Chemical/Products Tanker	2017	11.999	8.611	13,50	14,50	5	Wartsila	5X35	1.550	1	3.575	4.861	142
9809057	OCEAN DOLPHIN	Chemical/Products Tanker	2017	11.999	8.611	13,50	14,50	5	Wartsila	5X35	1.550	1	3.575	4.861	142
9499838	T. GONUL	Chemical/Products Tanker	2009	10.873	7.318	14,10	14,00	8	Wartsila	8L32	400	1	4.000	5.438	750
9809057	OCEAN DOLPHIN	Chemical/Products Tanker	2017	11.999	8.611	13,50	14,50	5	Wartsila	5X35	1.550	1	3.575	4.861	142
9499838	T. GONUL	Chemical/Products Tanker	2009	10.873	7.318	14,10	14,00	8	Wartsila	8L32	400	1	4.000	5.438	750
9499838	T. GONUL	Chemical/Products Tanker	2009	10.873	7.318	14,10	14,00	8	Wartsila	8L32	400	1	4.000	5.438	750
9499838	T. GONUL	Chemical/Products Tanker	2009	10.873	7.318	14,10	14,00	8	Wartsila	8L32	400	1	4.000	5.438	750
9103790	CAPO CINTO	Cement Carrier	1997	3.250	2.788	12,50	11,00	8	Wartsila	8R32E	350	1	3.280	4.459	750
9236676	ASEAN EXPLORER	Cable Layer	2002	9.650	14.988	14,50	28,00	8	Wartsila	8R32E	350	4	12.960	17.620	720
9462603	DE LAPEROUSE	Trailing Suction Hopper Dredger	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	Platform Supply Ship	2017	5.881	8.417	12,00	17,30	6	Wartsila	6L32	400	4	12.000	16.316	750

Tabella 42 - Profili tecnici delle navi "peers HFO"

Successivamente all'individuazione della flotta "peers HFO", odierna e prospettica, sulla scorta delle considerazioni effettuate nelle sezioni precedenti si è proceduto a identificare la fattibilità concreta di adottare due specifiche modalità di calcolo per stimare i consumi e le emissioni delle due diverse flotte:

- Metodo "peers HFO" basato sui consumi totali annui;
- Metodo "peers HFO" basato sui consumi miglia.

Di seguito si descrivono nel dettaglio le specificità di ciascuno dei due approcci, identificandone i vantaggi e le criticità di applicazione nel caso specifico caso concreto del Progetto SIGNAL:

#### 5.6.3.1 Metodologia 1: "Peers HFO" basato sui consumi totali annui

La metodologia 1, basata sui consumi totali annui, si basa su 5 steps procedurali principali come di seguito brevemente descritti:

- I step: stima dal 2020 al 2025 dei consumi annui della flotta "peers HFO" tramite la conoscenza dei consumi giornalieri del "main engine" in termini di tonnellate e, tramite l'ipotesi di medesimo impiego commerciale, in termini di giorni di navigazione, della flotta alimentata a HFO rispetto a quella GNL. I consumi annui di bunker così stimati dipendono unicamente dal fabbisogno energetico delle navi durante la navigazione, fase in cui vengono utilizzati principalmente i motori principali. Infatti, sia le navi alimentate a GNL che quelle alimentate a HFO, in fase di manovra portuale e sosta in banchina utilizzano gli oli distillati (MGO/MDO) del motore ausiliario. Il motore ausiliario permette oltre alla manovra in porto anche il corretto funzionamento di tutti gli apparati meccanici e elettrici della nave, ed è perciò ovvio che nessuna riduzione di emissione può essere indagata nel caso di utilizzo di motori ausiliari nelle fasi portuali. Inoltre, è per tale motivazione che i consumi in navigazione indagati della flotta alimentata a GNL e HFO sono unicamente quelli del "main engine", tralasciando quella piccola quota di distillati bruciati in navigazione dal motore ausiliario per la generazione di corrente elettrica a bordo. Si tratta chiaramente di una semplificazione che peraltro porta a una sottostima dei benefici ambientali connessi al cambio di combustibile impiegato, ma appare tuttavia una soluzione metodologica accettabile tenuto conto della complessità insita nella realizzazione di questo tipo di stima, soprattutto in assenza di adeguati dati e informazioni.
- II step: stima al 2035 dei consumi annui della flotta "peers HFO" tramite l'applicazione ai consumi annui di HFO relativi al 2025, derivanti dalle diverse tipologie navali della flotta "peers HFO".
- III step: conversione dei consumi odierni e prospettici relativi alla flotta "peers HFO", espressi in termini di tonnellate di HFO, in emissioni di CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, PM, SO<sub>x</sub>. Il tasso

di conversione applicato (emission conversion rate) dipenderà dalla tipologia e dalla potenza del motore indagato (e.g. WARSTILA 8L46 KW/h 18.000).

- IV step: conversione dei consumi odierni e prospettici relativi alla flotta a GNL, in termini di tonnellate di GNL, in emissioni di CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, PM, SO<sub>x</sub> in base all' "emissionconversion rate" del motore indagato.
- V step: comparazione dei benefici annui in termini di emissioni CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, PM, SO<sub>x</sub> salvate grazie allo "switch" tra motori alimentati a HFO in motori alimentati a GNL.

In Figura 92 sono riassunti gli steps di costruzione della metodologia "peers HFO consumo totale".

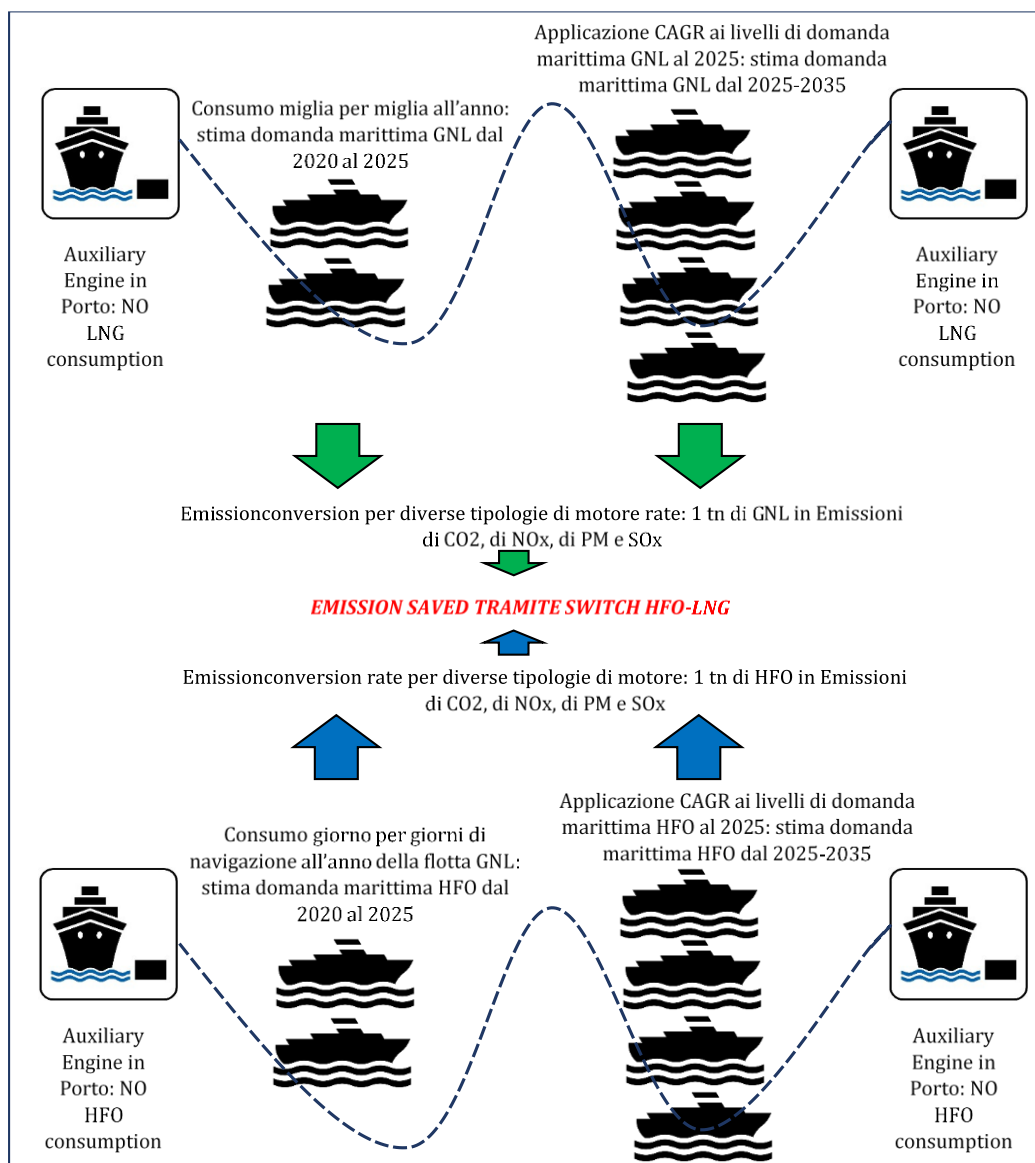


Figura 92 - processo metodologico del metodo "peers HFO" basato sui consumi totali annui



Il metodo dei “peers HFO” sui consumi totali si basa su due ipotesi principali:

- Ipotesi I: medesimo impiego commerciale delle navi “peers HFO” rispetto a quelle a GNL. Stima dei giorni in navigazione utilizzando metodo applicato alla stima della domanda marittima di GNL
- Ipotesi II: i consumi dei motori ausiliari in navigazione e in porto derivano dall’impiego di MGO sia nel caso di flotta a GNL sia ad HFO (misurati in termini di tonnellate di distillati) e esulano perciò dall’analisi sui “benefici da minor emissioni” provocati dallo “switch” da motori a HFO a motori GNL. Come già precisato si tratta di un’ipotesi semplificatrice che, peraltro, tende a sottostimare i benefici ambientali connessi allo switch in esame.

### 5.6.3.2 Metodologia 2: Metodo “peers HFO” basato sui consumi miglia annui

La seconda metodologia, basata sui consumi miglia annui prevede anch’essa una procedura costituita da 5 steps principali:

- I step: stima dal 2020 al 2025 (metodo analitico, nuovi ordini) dei consumi annui connessi alla flotta “peers HFO”, a partire dall’analisi dei consumi giornalieri del “mainengine” in termini di tonnellate e, ipotizzando un impiego commerciale della flotta “peers HFO” analogo a quello della flotta GNL, impiego espresso in termini di distanza totale percorsa in miglia durante l’anno. Nella presente metodologia, al fine di stimare il consumo annuo HFO di diverse tipologie navali, come proceduto anche per la stima del consumo annuo della flotta GNL è necessario distinguere le navi in base al tipo di servizio offerto (di linea vs.trampistico).Nel primo caso, essendo queste navi impiegate commercialmente sulla base di un itinerario, in termini di giorni e miglia, pressoché fisso durante l’anno o durante una porzione di anno, è possibile utilizzare il calcolo delle miglia annue percorse dalle navi di linea a GNL e moltiplicare questo valore per il consumo miglia di HFO, risultante dal rapporto tra consumo in tonnellate e la velocità di crociera in termini miglia all’ora moltiplicata per 24 ore.Nel caso di navi trampistiche alimentate a HFO, invece, è necessario utilizzare la stima sull’impiego annuo in termini di giorni di navigazione della flotta alimentata a GNL, similmente alla prima metodologia “peers HFO”, e, successivamente, impiegare il dato delle miglia percorse all’anno risultante dalla stima dell’impiego commerciale della flotta alimentata a GNL. Successivamente, è necessario calcolare il consumo miglia delle navi “peers HFO”, dividendo il consumo giornaliero per la velocità di crociera (moltiplicata per 24 ore), e, infine, moltiplicare questo dato per le miglia totali annue percorse dalle navi della flotta.

- Il step: come proceduto nella prima metodologia, è necessario applicare la metodologia analitica (nuovi ordini) e la metodologia sintetica (CAGR) per proiettare i consumi annui di HFO fino al 2035.
- III step: conversione dei consumi odierni e prospettici in termini di tonnellate di HFO in emissioni CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, PM, SO<sub>x</sub>, in base alla tipologia di motore e considerando unicamente i consumi nella fase di navigazione e non nella fase di sosta in porto come spiegato nella prima metodologia.
- IV step: conversione dei consumi odierni e prospettici relativi alla flotta a GNL, in termini di tonnellate di GNL in emissioni di CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, PM, SO<sub>x</sub> in base all' "emissionconversion rate" del motore indagato.
- V step: comparazione dei benefici annui in termini di emissioni CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, PM, SO<sub>x</sub> salvate grazie allo "switch" tra motori alimentati a HFO in motori alimentati a GNL.

In Figura 93 sono riassunti gli steps di costruzione della metodologia peer "consumo totale".

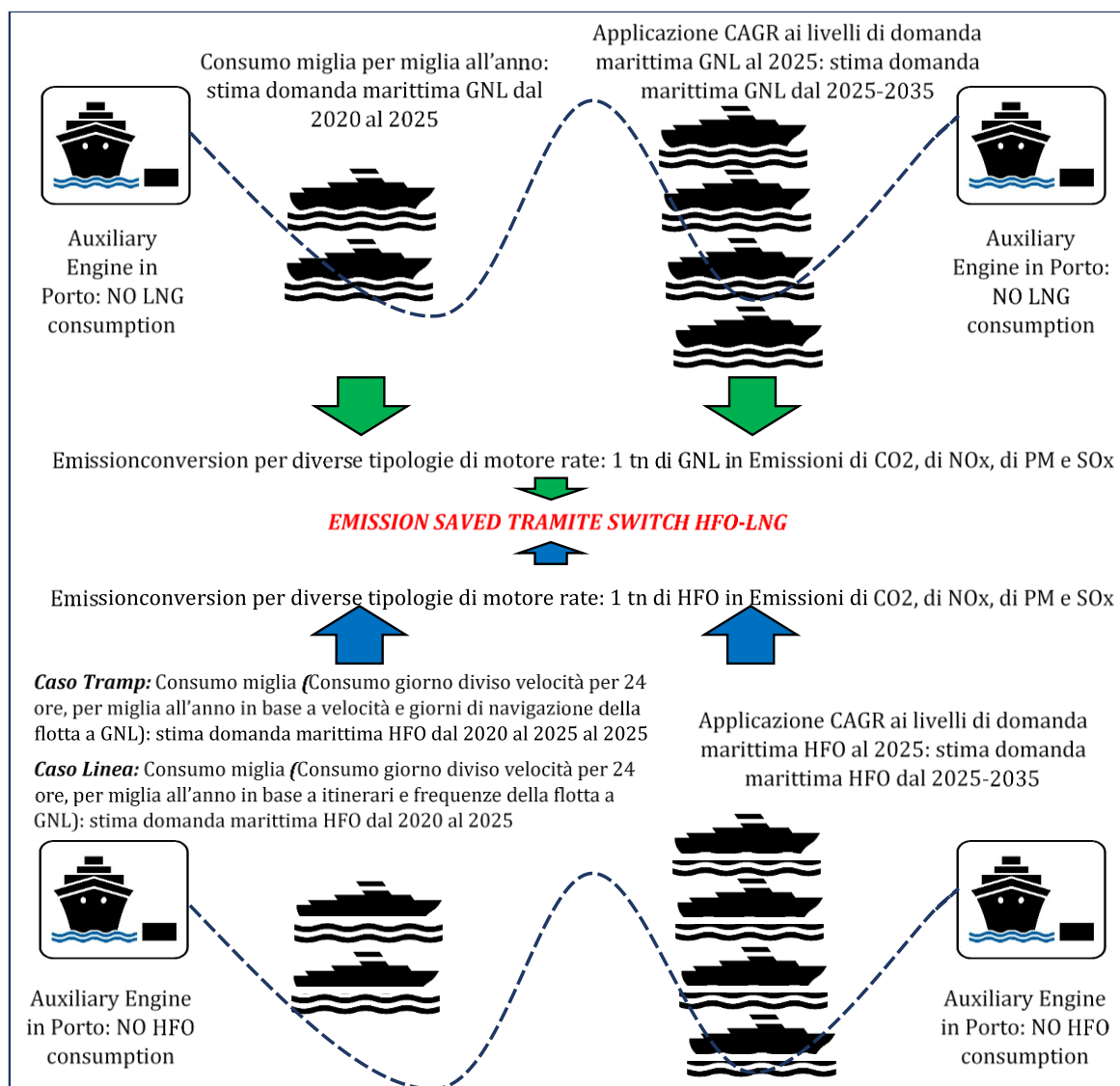


Figura 93 - processo metodologico del metodo "peers HFO" basato sui consumi miglia annui

Le ipotesi principali di questo metodo risultano essere equivalenti a quelle del primo metodo:

- Ipotesi I: medesimo impiego commerciale delle navi "peers HFO" rispetto a quelle a GNL.
- Ipotesi II: i consumi dei motori ausiliari in navigazione e in porto derivano dall'impiego di MGO sia nel caso di flotta a GNL sia ad HFO (misurati in termini di tonnellate di distillati) e esulano perciò dall'analisi sui "benefici da minor emissioni" provocati dallo "switch" da motori a HFO a motori GNL. Come già precisato si tratta di un'ipotesi semplificatrice che tende a sottostimare i benefici ambientali connessi allo switch.

## 6 La domanda di combustibile

### 6.1 Previsioni della domanda di carburante

La necessità di ridurre il contenuto di zolfo nell'olio combustibile imposto dalle direttive internazionali provocherà inevitabilmente un cambiamento nella formulazione del carburante, rispetto alle condizioni attuali. Oggi gli armatori hanno essenzialmente due possibilità per rispettare il regolamento: utilizzare un olio combustibile conforme, oppure utilizzare un olio combustibile ad alto tenore di zolfo (HSFO) in combinazione con sistemi di depurazione dei gas di scarico (EGCS) per ottenere una riduzione equivalente di SOx. La seconda soluzione può essere adottata a condizione che la disposizione sia stata approvata dallo stato di bandiera della nave. La Tabella 43 illustra le previsioni del settore della navigazione entro il 2020.






Olio combustibile conforme (combustibile distillato, VLSFO, ULSFO)	58.000 navi nel commercio internazionale	
Olio combustibile ad alto tenore di zolfo (HSFO) + EGCS (sistemi di depurazione dei gas di scarico)	400-600 con installazioni EGCS	
Carburante senza zolfo GNL	146 in funzione e 171 ordinate	
Carburante senza zolfo Metano	8 in funzione e 4 ordinate	
Carburante senza zolfo Batteria	55 navi a batteria e 71 ordinate	

Tabella 43 – Previsto assorbimento del mercato per la conformità SOx del 2020

In termini di domanda di carburante, secondo il confronto di IHS Markit tra oggi (febbraio 2018), e il 2020 la conformità allo zolfo comporterà un forte spostamento verso i componenti di qualità del diesel (dal 26% al 53%), riducendo la richiesta di nafte pesanti. Si prevede che l'olio combustibile a basso tenore di zolfo (LSFO), che include lo 0,5% di zolfo residuo e ibrido, entri nel mercato con una quota del 27% nel 2020.

Per quanto riguarda il GNL, la stima della domanda di combustibile per rifornimento, secondo lo studio IHS, aumenterà fino al 3% nel 2020.

Le più recenti previsioni per il 2030 stimano che la domanda globale di GNL sarà dell'ordine dell'8% (Figura 94).

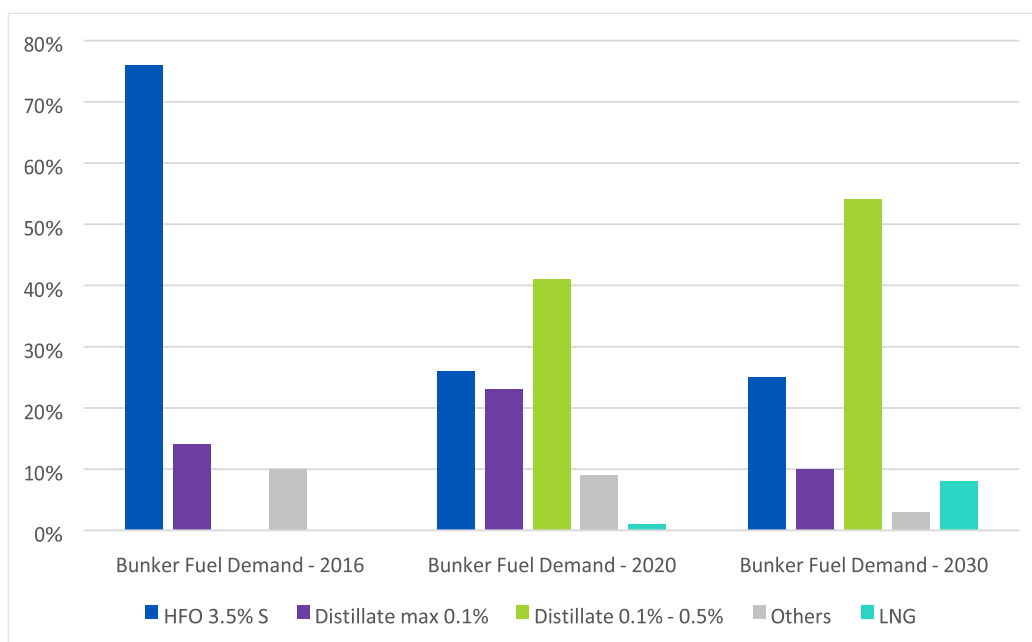


Figura 94– La domanda mutevole dei combustibili<sup>31</sup>

La domanda globale di carburante marino è principalmente soddisfatta dall'olio combustibile (75,5%) mentre l'MGO rappresenta solo il 24,5% del mercato (65 milioni di tonnellate). Dal 2015 a fine 2018, i livelli di consumo di MGO sono rimasti stabili, nell'ordine dei 0,87 Milioni di barili al giorno. Il consumo di HSFO invece è aumentato dal 2015 del 12% arrivando nel 2018 a 3,38 Milioni di barili al giorno (Figura 95).

<sup>31</sup> BP Interchangeability report

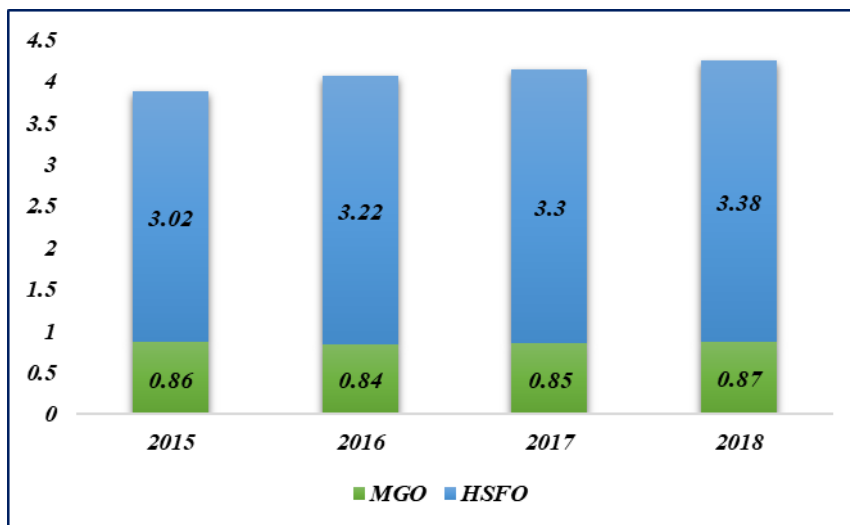


Figura 95 - Consumi giornalieri mondiali di MGO/HSFO come carburante marino (anni 2015-2018), dati in Milioni di Barili (Fonte: IAE, international energy agency)

### 6.1.1 Utilizzo dei HFO con l'EGCS: trend a livello mondiale.

Un sondaggio tra i membri dell'EGCSA, svolto a maggio del 2018, ha rivelato che l'implementazione di scrubber sta rapidamente accelerando. L'indagine empirica condotta a tal proposito ha infatti consentito di individuare un totale di 983 installazioni già effettuate al 31 maggio 2018. Se si considerano anche gli scrubber ordinati per le nuove costruzioni il numero sale a 1.561. Ciò segue una serie di recenti rapporti di ricerca secondo cui i principali operatori navali, di piccole e grandi dimensioni, dal settore tanker a quello container, tra cui Spliethoff, Frontline, DHT e Star Bulk, hanno optato per i sistemi scrubber. Una delle "grandi" società di container, Alphaliner, ha confermato che utilizzerà lo scrubbing come parte del suo portafoglio di conformità 2020.



Figura 96 - Adozione di soluzioni scrubber a livello mondiale (maggio 2018- Fonte EGCSA)



Gli ultimi dati riportati da DNV GL nell'aprile 2019, evidenziano come il numero di navi in esercizio o in ordine con impianti di lavaggio installati sia salito a 3.229 superando le previsioni espresse dalla stessa DNV GL l'anno precedente. Di queste 3.229 navi, 2.372 sono state adattate con scrubber mentre 857 navi sono nuove costruzioni.

Quasi il 60% di tutte le modifiche e dei lavori di installazione su nuove navi si svolgono nei cantieri asiatici. Non sorprende che il peso salga all'85% del totale se si considerano le sole installazioni su costruzioni. EGCSA ritiene che, sebbene si sia registrata una crescita significativa della domanda proveniente dal settore armatoriale mondiale nei confronti di questo tipo di soluzione, la capacità dell'offerta (settore cantieristico) non dovrebbe costituire il principale problema futuro in termini di possibili sbilanciamenti domanda/offerta. Ciononostante, potrebbero presentarsi ulteriori vincoli e problematiche atte a determinare l'incapacità dei cantieri di rispondere alle richieste provenienti dai clienti armatoriali per questioni connesse per esempio di figure professionali specializzate (disponibilità di specialisti della scansione laser e team di esperti nell'installazione).

Nel 2015, pronti per il passaggio allo 0,10% di carburante allo zolfo, un certo numero di operatori di Ro-Ro e di traghetti hanno aperto la strada e hanno scelto con successo gli scrubber quale soluzione per adeguarsi al mutato contesto normativo. L'industria delle crociere è arrivata dopo e ora anche le navi portarinfuse hanno selezionato in modo massiccio questo tipo di soluzione, seguite come numerosità dalle navi petroliere. In ciascuno di questi settori predominano le installazioni di scrubber a circuito aperto.

Il sondaggio di EGCSA mostra che il 63% di tutte le navi in cui siano stati installati impianti di lavaggio scrubber sono operative, mentre il 37% sono nuove costruzioni. In particolare, 988 delle 1561 torri di lavaggio installate o su ordinazione sono per lavaggio a circuito aperto, confermandolo come il sistema di pulizia dei gas di scarico più popolare.

Al 2019, secondo i nuovi dati di DNV GL, circa l'80% degli scrubber installati o da montare sulle navi sono "a circuito aperto" mentre il 17% sono "scrubber ibridi" che consentono alle navi di operare sia a circuito aperto che chiuso.

Lo scrubbing a circuito aperto è stato utilizzato per anni anche dalle centrali elettriche costiere e dai sistemi di gas inerte delle petroliere durante la sosta in porto, senza comportare rilevanti impatti ambientali negativi. Mentre sono disponibili sistemi a circuito chiuso e ibridi per corpi idrici chiusi con poco scambio d'acqua o dove gli scarichi sono limitati dalle normative locali, l'EGCSA suggerisce l'alternativa di passare al combustibile a basso contenuto di zolfo per il porto dove non è possibile il funzionamento ad anello aperto. L'impatto economico-finanziario (in termini di costi) di questo tipo di soluzione appare limitato, poiché oltre il 90% del consumo di carburante avviene in mare, dove si realizzano i benefici finanziari di questa soluzione rispetto all'impiego di carburanti conformi.

Tuttavia, il futuro dei sistemi a circuito aperto è incerto, soprattutto tenendo presente che alcune autorità portuali e Stati costieri hanno imposto restrizioni allo scarico delle acque di lavaggio o stanno pianificando di farlo in futuro. In particolare, il Connecticut, il Belgio e alcuni porti tedeschi hanno vietato lo scarico di acqua di lavaggio e anche la Svezia, i fiordi norvegesi e alcune altre regioni stanno prendendo in considerazione il divieto. Inoltre, la California e l'Antartide hanno vietato l'uso di carburanti ad alto contenuto di zolfo.

Gli armatori operanti flotte per il trasporto di rinfuse esprimono la maggior parte delle navi dotate di impianti di scrubber, 35% del totale degli impianti di scrubber, di cui il 27% è formato da armatori di flotte per il trasporto di rinfuse liquide (petrolio e derivati). Le navi da crociera, le navi da carico Ro-Ro, le navi cisterna per gas, RoPax, le navi da carico generali, i traghetti per auto / passeggeri rappresentano il resto delle navi su cui sono installati impianti di lavaggio scrubber.

Tra le società che hanno deciso di investire in questa nuova tecnologia spiccano la Brittany Ferries (circa 500 milioni di dollari investiti), Carnival Corporation (400 milioni di dollari per 70 navi), DFDS (oltre 150 milioni di dollari) e Royal Caribbean (15 navi). I fornitori sono stati Alfa Laval, Wartsila, Belco Marine e Yara Marine (la ex Green Tech Marine).

Il gruppo Scorpio rimane il più grande utente della tecnologia scrubber a livello globale, posizionandosi davanti a Star Bulk di Petros Pappas, MSC della famiglia Aponte e la galassia guidata da John Angelicoussis, come evidenziato nell'ultimo report disponibile pubblicato da Clarksons. Scorpio Tankers ha annunciato che acquisterà sistemi di depurazione dei gas di scarico per 42 delle sue navi nel 2019 e per 10 nel 2020. Il valore di questi accordi è stimato a \$ 79,6 milioni, ma i produttori coinvolti non sono stati rivelati. I sistemi di lavaggio pronti per l'ibrido che saranno installati potranno essere aggiornati a una configurazione a circuito chiuso in una data futura. Come parte dello stesso accordo, Scorpio Tankers ha anche un'opzione per l'acquisto di sistemi di depurazione dei gas di scarico per un massimo di 28 navi aggiuntive nel 2020.

In relazione al comparto container, la compagnia di spedizioni coreana Hyundai Merchant Marine (HMM) ha firmato un protocollo d'intesa per istituire un fondo vantaggioso per l'installazione di impianti di lavaggio scrubber. HMM prevede di completare l'installazione dell'impianto di lavaggio sulle sue 19 navi portacontainer attualmente gestite entro la prima metà del 2020. L'importo totale dell'investimento sarà di 153,3 miliardi di KRW (135,8 milioni di USD).

Nel comparto chemicals, invece, Stolt Tankers ha selezionato, assieme al cantiere Hudong-Zhonghua Shipbuilding il partner norvegese Clean Marine nel ruolo di fornitore di tecnologia di lavaggio scrubber per due petroliere chimiche (38.000 DWT).

Il gruppo di navigazione olandese multiuso, a corto raggio e ro-ro, Spliethoff, ha annunciato una significativa espansione del suo programma di lavaggio, promettendo di installare

sistemi di depurazione dei gas di scarico su altre 30 navi entro il 2020 quando entrerà in vigore il limite globale dello 0,5% di zolfo sui carburanti marini. Queste installazioni pianificate si aggiungono a 24 scrubber che sono già in funzione in tutta la sua flotta.

### 6.1.2 Utilizzo degli oli combustibili conformi: trend a livello mondiale.

A livello mondiale, non sono ancora disponibili ad oggi dati ufficiali completi in relazione ai consumi di oli combustibili conformi alla regolamentazione MARPOL. Ciò è riconducibile al fatto che i fornitori di questo tipo di prodotti energetici hanno iniziato a rifornire i porti e le navi solo a metà dell'anno corrente (2019). Gli unici dati disponibili sono quelli riferiti al consumo di fuel oil e gasoil senza distinzione tra i vari tipi di bunker (ad es. IFO, HFO, MDO, MGO).

Inoltre, di pubblica conoscenza sono i dati puntuali sul consumo di HSFO e MGO, i combustibili marini fino ad oggi utilizzati nella normale pratica marinaresca. A fine 2018, il consumo di fuel oil da parte del settore marittimo era di 201 milioni di tonnellate all'anno (Figura 97).

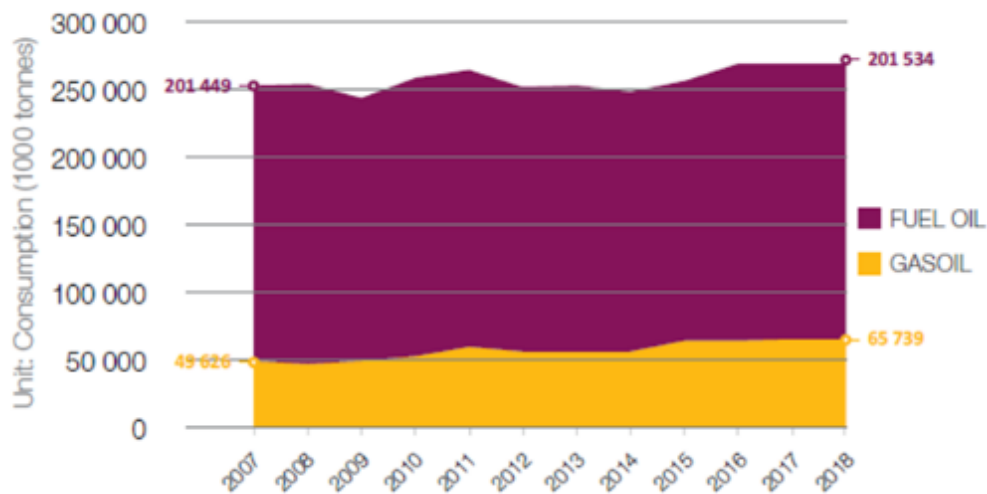


Figura 97 - Consumi annui mondiali di Fuel oil e Gasoil come carburante marino (anni 2007-2018), Fonte: Fuels Europe 2019

Nel corso del 2019, diversi suppliers e traders hanno incominciato a rifornire di VLSFO e ULSFO diversi porti e a siglare accordi di fornitura con diversi operatori di mercato. GP Global, commerciante di petrolio e fornitore di bunker, ha consegnato la sua prima chiatta di olio combustibile a basso contenuto di zolfo conforme alle normative IMO sulle emissioni di zolfo nel Fujairah negli Emirati Arabi Uniti. La compagnia ha consegnato una chiatta bunker da 6.000 tonnellate al porto, un hub principale nella regione del Golfo del Medio Oriente per le operazioni di bunker.

La Royal Dutch Shell ha caricato il primo carico di olio combustibile a basso contenuto di zolfo (LSFO) dal suo sito di raffinazione di Pulau Bukom a Singapore. Freepoint Commodities Singapore afferma che inizierà a fornire olio combustibile a bassissimo contenuto di zolfo (VLSFO) nel quarto trimestre del 2019 nel porto di bunkeraggio più grande del mondo, Singapore. La società commerciale statunitense di materie prime sta inoltre rinnovando un terminal di proprietà della società energetica statale indonesiana Pertamina, dove i commercianti possono fondere il petrolio in VLSFO e fornire il carburante alla vicina Singapore. Un'altra grande compagnia di shipping, la COSCO Shipping Lines, ha siglato il 28 marzo 2019, un accordo con Double Rich limited per la fornitura di olio combustibile con un contenuto di zolfo non superiore allo 0,5% per le sue navi.

### **6.1.3 Utilizzo dei combustibili marini: trend a livello mondiale.**

A livello mondiale, il più grande porto di bunkeraggio del mondo, Singapore, ha riportato 127.600 tonnellate di vendite di gasolio marino a basso contenuto di zolfo (LSMGO), nel mese di aprile 2019, 40.000 tonnellate in più rispetto alle 87.600 registrate a marzo. In crescita anche le vendite di gasolio per uso marittimo (MGO). L'Autorità marittima e portuale di Singapore (MPA) ha registrato circa 91.000 tonnellate di MGO venduto ad aprile, 12.800 tonnellate in più rispetto ai 78.200 tonnellate di marzo.

Un altro caso di nuovi investimenti nel rifornimento LSMGO è quello di Ocean Bunkers, società di trading, fondata nel 1994 dal CEO Muhammad Yousuf che rifornisce i porti di Karachi e Bin Qasim. La compagnia gestisce attualmente una flotta di quattro chiatte nel mercato pakistano. La società sta inizialmente fornendo di LSMGO e MGO i porti della Arabia Saudita via camion. Nei progetti della società rientra il noleggio di una chiatta al fine di rifornire i terminal via nave.

### **6.1.4 Utilizzo degli oli combustibili conformi: il caso italiano.**

In Italia, i casi di nuovi rifornimenti LSFO sono il caso Saras e il caso Bunker energy Spa che riforniranno rispettivamente i porti Sardi di Sarroch e Cagliari e il porto Siciliano di Augusta. Inoltre, anche l'ENI e la Exxon hanno dichiarato di essere interessati a rifornire il sistema portuale italiano dei nuovi carburanti leggeri, puntando principalmente sul porto di Genova.

La raffineria italiana Saras sta procedendo per aprire un terminal di bunkeraggio nel porto sardo di Cagliari e di Sarroch. L'impianto fornirà olio combustibile a bassissimo contenuto di zolfo (VLSFO) prodotto nella raffineria Sarroch (produzione pari a 300.000 barili al giorno, 15 milioni di tonnellate all'anno). La compagnia ha affermato che il servizio è stato offerto per soddisfare le esigenze delle navi in arrivo/partenza dai porti sopra menzionati, nonché per offrire ulteriori opzioni di fornitura alle navi che attraversano il Canale di Sicilia e il Mar Tirreno.

Il rifornimento sarà effettuato con la nave cisterna Atlantic da 5.142 cbm, mentre l'attività commerciale sarà svolta dalla Saras Trading SA, fondata nel 2015, una società con sede a Ginevra interamente controllata da Saras. Secondo un rapporto di Reuters, la società sta anche costruendo un terminal per il rifornimento di navi nel suo stabilimento in Sardegna, da cui verrà fornito il combustibile per l'attuale servizio di bunkeraggio.

Oltre al progetto pocanzi richiamato, Bunker Energy Spa ha annunciato di essere nella fase di finalizzazione della logistica con chiatte e terminal per garantire coerenza di disponibilità e consegne di carburanti conformi prima della scadenza del 1° gennaio 2020 fissata dall'IMO.

Il prodotto è gestito direttamente da una raffineria nel nord Italia. Il primo lotto di LSFO 0,5 PCT è già stato introdotto ma per poter effettuare la vendita sarà prima necessario che tutte le linee e le pompe vengano adeguatamente lavate per evitare qualsiasi contaminazione da altri combustibili a più alto contenuto di zolfo. L'obiettivo di Bunker Energy è quella di promuovere il ruolo di Augusta quale porto di bunkeraggio per le navi che attraversano il Mediterraneo. Misure analoghe sono state assunte anche da Civitavecchia, dove esiste una situazione paragonabile ad Augusta in termini di volume di serbatoi, circa 50.000 cbm contro 57.000 cbm della Sicilia e dove la società sta cercando di penetrare.

Anche le 7 sorelle hanno comunicato pubblicamente i rispettivi progetti per il territorio nazionale italiano. In particolare, la corporation americana ExxonMobil, attiva in Italia con il marchio Esso, a breve inizierà a rendere disponibile in una serie di porti la sua nuova linea di carburanti navali EMF.5, bunker LSFO (Low Sulphur Fuel Oil) conforme ai nuovi limiti stabiliti dall'IMO che entreranno in vigore a partire dal 1° gennaio 2020.

Presto, il carburante a basso contenuto di zolfo prodotto e distribuito dalla Esso sarà disponibile anche nel porto di Genova. Secondo quanto comunicato dal Dott. Luca Volta, Marine Fuels Venture Manager di ExxonMobil, Genova sarà rifornita a partire dal settembre del 2019 mediante il bunker EMF.5 prodotto nella raffineria SARPOM di San Martino di Trecate (di cui Esso Italiana è socio di maggioranza). La gestione delle relative operations prevede lo stoccaggio sotto la Lanterna, dove l'impresa dispone di un deposito per il carburante: il deposito può essere approvvigionato sia via autobotte che via treno. Inoltre, in caso poi di necessità sarà comunque possibile rifornire Genova con la produzione proveniente dalla raffineria di ExxonMobil di Fos.

Anche la raffineria Iplom di Busalla (Genova) e il gruppo ENI hanno recentemente dichiarato di essere interessati a rifornire il mercato navale con carburante a basso tenore di zolfo, nel rispetto dei requisiti imposti delle nuove normative destinate a entrare in vigore dal 1° gennaio 2020. Nel caso di ENI ciò sarà possibile grazie al ricorso in via primaria della raffineria di Sannazzaro (Pavia) la cui produzione verrà integrata con quella proveniente da altri siti dell'impresa. ENI stima di approntare una capacità produttiva per il nuovo tipo di carburante pari a circa 1 milione di tonnellate all'anno.

A livello italiano, non sono disponibili dati sul consumo esatto di MDO e MGO e non risulta che, a differenza del caso dei carburanti residui leggeri, vi siano nuovi investimenti per aumentare la capacità dei porti di rifornire le navi con questa soluzione. Il sistema italiano sembra più orientato verso il rifornimento di carburanti residui leggeri e non di distillati.

## 6.2 Mercati del GNL

I Paesi importatori di GNL possono essere suddivisi in 2 mercati: il bacino del Pacifico e il bacino dell'Atlantico. Il bacino del Pacifico comprende Paesi lungo il Pacifico e nell'Asia meridionale (compresa l'India). Il bacino dell'Atlantico copre l'Europa, l'Africa settentrionale e occidentale e la costa atlantica del continente americano.

Il mercato del bacino del Pacifico è emerso negli anni '90, in un momento in cui la domanda in alcuni Paesi asiatici aumentò in modo significativo (principalmente Giappone e Corea del Sud). Il GNL rappresentava un'alternativa al petrolio e l'obiettivo era mantenere la sicurezza dell'approvvigionamento anche a costi relativamente elevati. Il mercato del bacino atlantico è emerso più tardi negli anni '90, per motivi di sicurezza dell'approvvigionamento e anche in previsione di un calo delle riserve interne di alcuni Paesi.

Va notato che ci sono sempre meno Paesi esportatori. Pertanto, nel 2016 vi erano 17 Paesi esportatori, mentre erano 19 nel 2014.

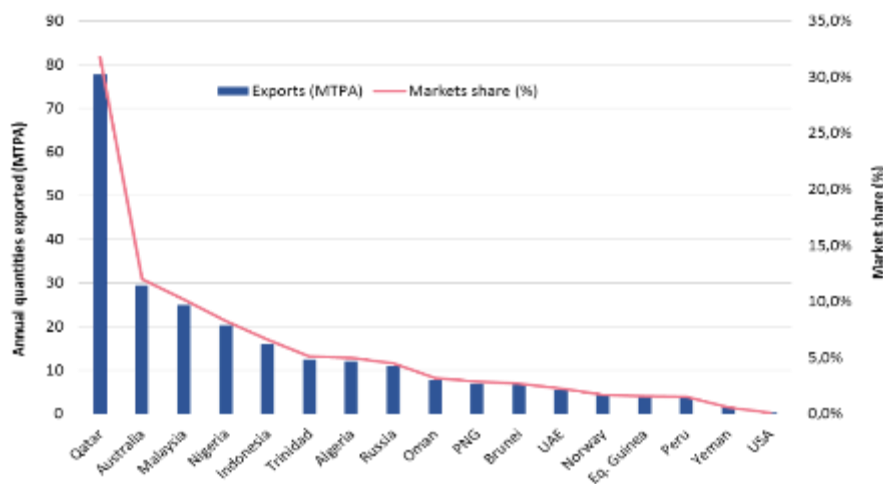


Figura 98 - Esportazioni di GNL (Fonte: IGU "2016 World LNG Report")

A differenza del numero in calo degli esportatori, il numero di importatori è in aumento. Nel 2016 c'erano 34 Paesi importatori di GNL. Il Giappone rimane il maggiore importatore di



GNL al mondo, seguito dalla Corea del Sud. Questi Paesi, proprio come gran parte della regione Asia-Pacifico, sono estremamente dipendenti dal GNL per il loro consumo di gas.

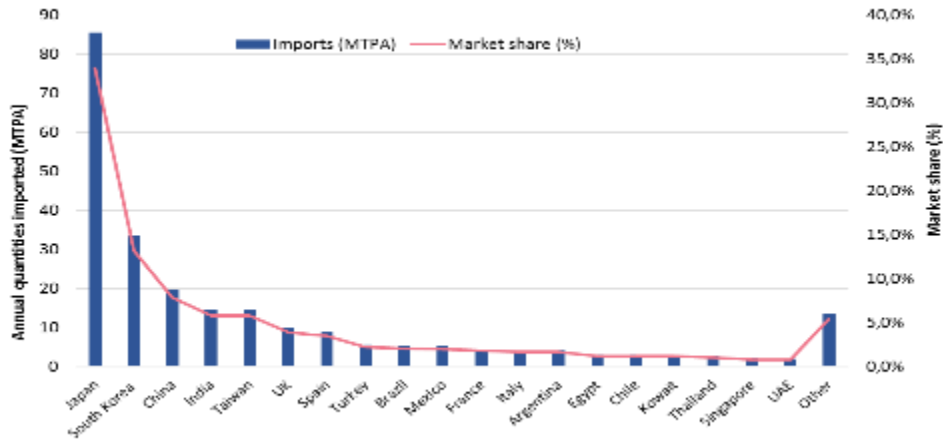


Figura 99 - (a) Importazioni di GNL (Fonte: IGU “2016 World LNG Report”)

### 6.2.1 Utilizzo del GNL come combustibile marino: trend a livello mondiale.

Con domanda marittima di GNL si intende la richiesta di servizi di bunkering a favore di:

- Navi commerciali (ferry, cruise, container);
- Imbarcazioni, servizi ancillari;
- Nautica di porto;
- Altri mezzi (Capitaneria, ecc.).

A livello globale, per il mercato del bunkeraggio marittimo gli scenari di penetrazione del GNL prevedono un livello di domanda compreso tra 20 e 30 milioni di tonnellate all'anno a partire dal 2030.

Fonte/Scenario	2025	2030	2035	2040
<b>IEA - Sustainable</b>	11.6	18.8	26.8	37.0
<b>IEA - New Policies</b>	23.9	29.7	36.2	41.3
<b>ENGIE/PWC</b>		24-30		
<b>Lloyds Register</b>	8-30	10-40	15-45	20-65

Tabella 44 - Analisi comparata degli scenari di penetrazione del GNL nel mercato del bunkeraggio marittimo nel periodo 2025-2040 (mtpa) <sup>32</sup>

Queste stime sono confermate anche dagli operatori nazionali, che a fronte delle 10 milioni di tonnellate movimentate nel 2018, prevedono un incremento a 25 mt al 2030 (Assogasliquidi 2019).

Tuttavia, la misurazione della domanda marittima futura appare particolarmente complessa così come lo è anche quella attuale, in ragione delle molteplici variabili rilevanti.

La prima è sicuramente l'analisi della domanda in relazione a investimenti infrastrutturali (a reti e complessi): gli investimenti e i progetti infrastrutturali, in particolare, presentano specificità riconducibili ai concetti di indivisibilità di scala e tecniche, indivisibilità di tempo e finanziarie, nonché indivisibilità di "minimo quanto misto" (Bellandi e Petretto, 2002; Ponti, 2006). Dall'indivisibilità di minimo quanto misto, in particolare, deriva la conseguenza che queste opere infrastrutturali producono pienamente gli effetti e i benefici per cui sono realizzate solo se inserite in un sistema di infrastrutture lineari e puntuali interconnesse. Da ciò deriva che, nelle relative scelte di investimento, non può prescindere dal considerare il livello di accessibilità della infrastruttura, il suo posizionamento nel network logistico-trasportistico complessivo (Gutiérrez et al., 2010), nonché la pianificazione e programmazione della supply chain complessiva del GNL che viene svolta dai diversi soggetti pubblici e privati aventi interessi e responsabilità collegati.

Come seconda variabile troviamo le metodologie di misurazione, stima e forecasting a breve e a medio/lungo termine: la domanda marittima deve essere esaminata sia con riferimento

<sup>32</sup> analisi comparata della Oxford Institute for Energy Studies, 2018: "A review of demand prospects for LNG as a marine transport fuel".

alla sua attuale consistenza, sia con riferimento alla prevedibile evoluzione futura della stessa. La quantificazione della domanda marittima, infatti, non può limitarsi allo studio dello stato attuale della domanda di servizi di bunkering secondo un orizzonte temporale di breve termine, ma deve estendersi a considerare orizzonti temporali più estesi in quanto dette previsioni sono finalizzate a supportare il processo decisionale relativo a investimenti infrastrutturali a rete. Ciò impone l'adozione congiunta di modelli di misurazione della domanda attuale e di tecniche di forecasting in relazione alla domanda futura.

Infine, dobbiamo tenere in considerazione la compresenza di una pluralità di soggetti pubblici e privati: nel settore esistono una pluralità di soggetti sia pubblici che privati interessati e coinvolti in questa tematica e le scelte connesse alla pianificazione e alla programmazione degli investimenti infrastrutturali devono necessariamente riuscire a contemperare interessi pubblici e privati (Wang e Notteboom, 2015). Conseguentemente, nell'assumere decisioni connesse alla localizzazione e al dimensionamento degli investimenti, è necessario impiegare strumenti di analisi e criteri di valutazione spesso eterogenei.

Dalle considerazioni precedentemente svolte appare evidente la necessità di sviluppare un modello concettuale per lo studio della domanda marittima di GNL che consenta di misurare/stimare sia lo stato attuale della flotta (2019) sia le sue prospettive di evoluzione futura nel breve (2021/2022), nel medio (2025/2026) e nel lungo termine (2030). La mappatura della domanda marittima di bunkering di GNL, nelle sue dimensioni attuali e prospettive, richiede l'esame congiunto dei seguenti profili fondamentali:

- la dimensione complessiva della domanda marittima intesa come flotta a GNL (Dimensione della domanda/Flotta a GNL);
- le caratteristiche dei diversi segmenti di domanda marittima (Segmenti di domanda marittima);
- i driver che guidano le scelte armatoriali connesse al bunkering del GNL (scelte armatoriali di bunkering).

Per comprendere la domanda potenziale di servizi di bunkering di GNL in ambito marittimo-portuale, occorre partire dallo stato attuale e prospettico della flotta a propulsione GNL a livello globale<sup>33</sup> (Figura 100).

---

<sup>33</sup> I dati qui riportati sono stati raccolti nell'ambito di uno specifico Database realizzato da UNIGE-CIELI nell'ambito del Progetto TDI RETE-GNL (Prodotto T.2.1.2), integrati all'interno del progetto SIGNAL in una logica di capitalizzazione dei risultati dei diversi progetti di cui al Cluster Progetti GNL.

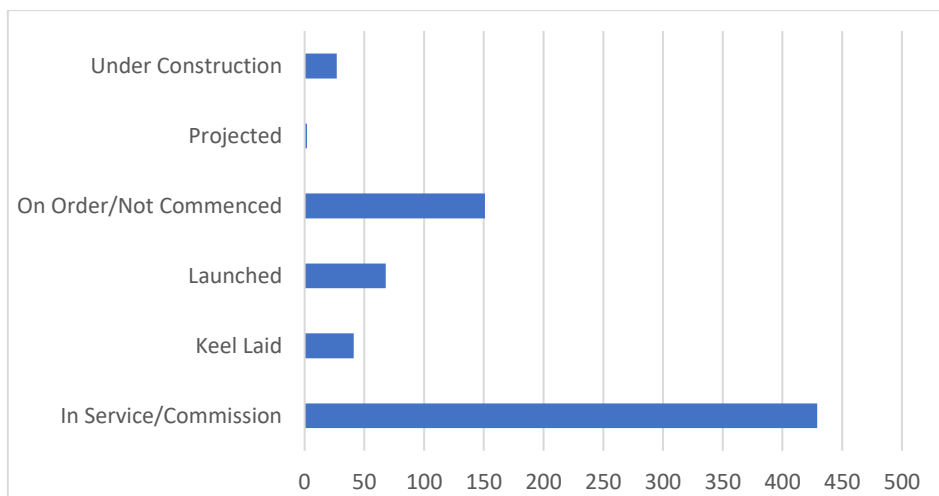


Figura 100 - Flotta a propulsione GNL a livello mondiale (Fonte: Ns. elaborazione su dati Progetto TDI RETE-GNL, Prodotto T.2.1.2, 2019)

L'analisi della domanda rileva un totale complessivo di 718 navi che utilizzano come fonte di propulsione il GNL. Sono 429 le navi che risultano essere già operative o commissionate, mentre altre attualmente, sono in fase di progettazione. Alla data odierna risultano poi "under construction" ben 27 navi, mentre le navi che si trovano in una situazione "keel laid" sono 41.

Esaminata la consistenza complessiva della flotta a GNL a livello globale, è opportuno concentrarsi adesso sull'individuazione delle principali rotte internazionali di riferimento che queste navi adottano per effettuare le loro relative attività.

Per l'analisi successiva sono state prese come riferimento le principali 10 rotte commerciali che vedono un impiego di flotta navale a GNL. A livello internazionale, nelle principali rotte percorse da navi a GNL, il Mediterraneo presenta un peso meno rilevante rispetto alle rotte commerciali nel Regno Unito e Baltico, come era lecito attendersi. In tali località, il GNL come carburante alternativo è molto più utilizzato in quanto tali rotte commerciali prevedono l'attraversamento di aree ECA (Emission Control Area).

Sebbene il mercato del bunkeraggio di GNL si sia sviluppato all'inizio del 2002 a livello regionale in Norvegia, per consegnare questo nuovo combustibile per bunker alle piccole navi, come navi di supporto piattaforme, pescherecci e traghetti costieri, le normative ambientali stabilite da enti internazionali ed enti regolatori locali stanno guidando gli armatori a costruire nuove navi o convertire quelli esistenti in carburante GNL, sostituendo altri carburanti per bunker (IGU 2019).

Focalizzandosi invece sul continente americano, gli USA giocano un ruolo di primo piano. I porti Americani che forniscono una fornitura di servizi di bunkering di GNL sono rispettivamente: Porto di Jacksonville (FL), Porto Fourchon (LA), Porto, Porto Tacome (WA), ed infine il Porto Canaveral (FL). Le attività di bunkeraggio del GNL negli Stati Uniti finora sono state limitate ad una cerchia limitata di porti, più focalizzati nel commercio interno e nel turismo.

Come in Europa e in Asia, i porti nazionali situati vicino ai principali terminali di importazione o esportazione di GNL possono servire da ancoraggio per estendere l'utilizzo del GNL in merito alle operazioni di bunkeraggio. La figura mostra i terminali di importazione ed esportazione di GNL esistenti nel Nord America che potranno essere adattati per i servizi di bunkeraggio del GNL. Il GNL può essere liquefatto direttamente nella condotta e immagazzinato grandi quantità in queste strutture. Il GNL può quindi essere bunkerato sul posto o trasportato in strutture di bunkeraggio in altre parti della regione in camion, ferrovia o chiatte.

Focalizzandosi invece sul Mediterraneo (Figura 101), la localizzazione delle infrastrutture GNL attualmente esistenti, mostra come Spagna e alcuni paesi dell'area MENA appaiano particolarmente avanti dal punto di vista della dotazione infrastrutturale per il GNL in ambito marittimo portuale.



Figura 101 - Porti USA con servizi di bunkeraggio GNL (Fonte: Congressional research service 2019)

In Spagna, le infrastrutture sono specificamente collegate attraverso una serie di gasdotti nazionali. Le prime operazioni ispaniche relative al bunkeraggio di GNL sono state compiute nel terminal di Barcelona, Sagunto, Cartagena, Huelva (dove vige il progetto CORE LNGas cofinanziato dall' UE).



Figura 102 - Mappatura offerta Mediterraneo e area Mena (Fonte: Ns elaborazione)

L'area Mena risulta essere ancora la principale area di esportazione di GNL al mondo, tenuto conto del ruolo (si consideri in tal senso il ruolo fondamentale giocato da Qatar e Algeria). La sua crescente popolazione e l'espansione economica hanno creato uno dei mercati d'importazione di GNL più estesi. Tradizionalmente un esportatore di gas quindi, il Medio Oriente sta emergendo anche come uno dei mercati di importazione di GNL più interessanti da osservare. I dati dell'International Gas Union suggeriscono che l'area Mena nel 2016 ha importato circa 22 milioni di tonnellate di GNL. Tra loro, cinque esportatori regionali (Qatar, Algeria, UAE, Oman ed Egitto) hanno inviato quasi 103 milioni di tonnellate negli stessi 12 mesi. A seconda della nazione in cui ci si trova e a seconda delle facilities, le tipologie di tecnologie impiegate sono differenti. È importante considerare però, che l'area Mena è una delle aree dove sono presenti molteplici terminali di stoccaggio e di rigassificazione galleggianti: la principale tecnologia che viene adoperata è quindi quella STS.

### 6.2.2 Il mercato del GNL come combustibile marino: il caso italiano.

A livello nazionale per il comparto marittimo le stime del QSN prevedono fino a 800.000 tonnellate di GNL al 2025 e 1 milione al 2030, con 35 unità navali alimentati a GNL di nuova costruzione per il 2030. Attualmente oltre 25 navi da crociera di grandi dimensioni alimentate a GNL sono in costruzione o sono state ordinate ai cantieri; di queste una buona parte verrà utilizzata nel mediterraneo, a beneficio della logistica di supporto legata ai porti nazionali (vedi paragrafo 2.1.1).



Dal punto di vista della dotazione infrastrutturale a supporto dell'impiego del GNL in ambito marittimo portuale non essendo ad oggi già operativi impianti per il bunkering di GNL, si è proceduto a considerare gli impianti per la rigassificazione, i depositi costieri, e le ipotesi progettuali che prevedono la possibilità di offrire servizi di bunkering di GNL per il rifornimento di navi transitanti nei predetti porti.

Con specifico riferimento alle regioni di cui all'Area Obiettivo è possibile esaminare i seguenti impianti/ipotesi progettuali:

- Terminal di Rigassificazione di Panigaglia (La Spezia, Liguria);
- Ipotesi progettuale di Fratelli Cosulich (Liguria);
- Ipotesi progettuale di Ottonello Novella (Liguria);
- Ipotesi progettuale di A.O.C. Srl (Genova, Liguria);
- Terminal di Rigassificazione "FSRU Toscana" (Livorno, Toscana);
- Deposito costiero nel porto di Livorno (Signal) (Livorno, Toscana);
- Deposito costiero "Terminal Higas di Oristano" di Higas (Oristano, Sardegna);
- Deposito costiero "Marine Terminal Oristano" di Edison (Oristano, Sardegna);
- Deposito costiero di IVI Petrolifera (Oristano, Sardegna);
- Deposito costiero di ISGAS ENERGIT Multiutilities (Cagliari, Sardegna);
- Deposito costiero del Consorzio industriale provincia di Sassari (Porto Torres, Sardegna).

I terminali di rigassificazione presenti in Italia risultano essere 3:

- Panigaglia (La Spezia – Liguria), gestito da GNL Italia Spa (Gruppo Snam), con una capacità di rigassificazione pari a 4 miliardi di m3;
- FSRU Toscana (Livorno – Toscana), gestito da OLT Offshore LNG Toscana, con una capacità di rigassificazione massima pari a 3,75 miliardi di m3;
- Adriatic LNG (Porto Levante, Rovigo – Veneto), gestito da Terminal GNL Adriatico, con una capacità di rigassificazione massima pari a 8 miliardi di m3.



Figura 103 - Impianti e ipotesi progettuali per la fornitura di servizi di bunkering di GNL (Fonte: Progetto TDI RETE-GNL, Prodotto T.2.1.2, 2019).

In relazione a ciascuna delle tre infrastrutture sopra richiamate sono stati effettuati anche studi di fattibilità in relazione all'approntamento di bettoline finalizzate a poter erogare servizi di bunkering di GNL. Lo studio di fattibilità relativo a Panigaglia è stato concluso nel 2017, quello relativo a FSRU Toscana nel 2015, ed è in corso di realizzazione la progettazione di dettaglio, per quello di cui ad Adriatic LNG, lo studio di fattibilità preliminare tecnica si è invece concluso nel 2015.

Nonostante siano già operativi questi terminali di rigassificazione, è opportuno considerare come, secondo dati forniti da Assocostieri, siano tutt'ora in fase autorizzativa la realizzazione di terminali di rigassificazione che abbiano la possibilità di offrire servizi di SSLNG e questi sono:

- Falconara Marittima LNG Terminal (Ancona – Marche), gestito da API-Nova Energia, con una capacità di rigassificazione annua pari a 4 miliardi di m3.
- Progetto Rosignano (Rosignano – Toscana), gestito da Edison, con una capacità di rigassificazione annua pari a 8 miliardi di m3.
- Trieste Monfalcone LNG Terminal (Monfalcone – Friuli Venezia Giulia), gestito da Smart Gas.
- Porto Empedocle LNG Terminal (Porto Empedocle – Sicilia), gestito da Nuove Energie, con una capacità di rigassificazione annua pari a 8 miliardi di m3.

- LNG Medgas Terminal (Gioia Tauro – Calabria), gestito da LNG Medgas Terminal Srl (joint venture tra Iren Group e Sorgenia), con una capacità di rigassificazione annua pari a 12 miliardi di m<sup>3</sup>.

### 6.2.3 LA PREVISIONE DI SVILUPPO DELLA DOMANDA GNL NELL'ARCO TIRRENO-LIGURE

Uno studio di mercato per la rete GNL Tirreno-Ligure, costituita dai principali elementi portuali di Genova (e Savona), La Spezia e Livorno, nel suo insieme al 2025 è stato recentemente valutato all'interno del **progetto GAINN4CORE** attraverso un workshop e le osservazioni pervenute dai partner e dagli stakeholder del contesto di riferimento.

Lo studio GAINN ha analizzato in particolare le previsioni per l'uso del GNL nei seguenti comparti: traghetti, crociere, naviglio di piccole dimensioni (ad esempio i mezzi per i servizi tecnico nautici), veicoli terrestri (camion e strutture portuali) e altri utenti (ad esempio per uso civile e industriale). L'analisi ha assegnato ad ogni unità la relativa domanda (in m<sup>3</sup>) e frequenza di approvvigionamento (in operazioni di rifornimento a settimana).

Per il comparto marittimo/portuale, lo studio ha ipotizzato un fabbisogno annuo di GNL pari a circa 275.000 m<sup>3</sup>/anno per lo scenario basso e 515.000 m<sup>3</sup>/anno per lo scenario alto. Nella tabella di seguito sono riportati i principali risultati dell'analisi.

Element	Low Scenario (n)	High scenario (n)	Low Scenario LNG capacity (m <sup>3</sup> )	High Scenario LNG capacity (m <sup>3</sup> )	Supply frequency (n/week)	Low Scenario LNG Demand (m <sup>3</sup> /year)	High Scenario LNG Demand (m <sup>3</sup> /year)
<b>Ferries</b>	2	4	850	850	1	88.400	176.800
<b>Cruises</b>	2	3	2.700	2.700	0,5	140.400	210.600
<b>LNG/NG Bunker ship</b>	3	4	400	400	0,3	18.720	24.960
<b>Minor boats</b>	0	3	50	50	1	0	7.800

Element	Low Scenario (n)	High scenario (n)	Low Scenario LNG capacity (m <sup>3</sup> )	High Scenario LNG capacity (m <sup>3</sup> )	Supply frequency (n/week)	Low Scenario LNG Demand (m <sup>3</sup> /year)	High Scenario LNG Demand (m <sup>3</sup> /year)	
<b>Nautical technical services</b>	6	18	35	35	1	10.920	32.760	
<b>LNG Shore-side electricity</b>	2	4	50	75	2	10.400	31.200	
<b>Other uses (eg. locomotives)</b>	1	4	50	75	1,5	3.900	23.400	
<b>Port facilities - Tractors</b>	11	28	0,4	0,4	2,5	572	1.456	
<b>Port facilities – Reach stacker</b>	11	36	0,4	0,4	3,5	801	2.621	
<b>Port facilities – RMG-RTG</b>	5	17	1,5	1,5	2,5	975	3.315	
			<b>TOTALE MARITTIMO-PORTUALE</b>				<b>275.088</b>	<b>514.912</b>

Tabella 45 - Domanda potenziale marittima di GNL per l'area Tirreno-Ligure (Progetto GAINN)

Per quanto riguarda lo specifico caso del porto di Genova, la AdSP del Mar Ligure Occidentale nell'ambito dell'iniziativa GAINN (progetto GAINN4CORE) ha recentemente delineato, anche attraverso specifici approfondimenti e incontri con gli operatori del settore, uno scenario di sviluppo per il sistema di stoccaggio e rifornimento di GNL nel porto di Genova, all'interno del più ampio quadro dell'elaborazione del nuovo Piano Regolatore Portuale.

La AdSP ha sottolineato come il porto di Genova rappresenti di gran lunga la principale piazza italiana per il bunker, movimentando più del doppio dei porti italiani che la seguono

nella classifica dei volumi elaborata da Assocostieri. Complessivamente il porto di Genova viene movimentata circa un terzo dei bunkeraggi italiani, in particolare destinato per il 34% al comparto dei traghetti (ro-pax e ro-ro) e per il 12% a quello delle crociere. Si sottolinea come il settore del trasporto passeggeri di linea (traghetti e crociere), in cui Genova rappresenta una dei porti leader nazionali, venga ragionevolmente ritenuto dagli addetti ai lavori e in particolare dalla stessa Confitarma, tra i primi comparti che potrà adottare il GNL quale combustibile alternativo per la propulsione navale.

Le sintesi riportate di seguito sono frutto del confronto e sviluppo progettuale della AdSP con gli Stakeholder ed in particolare con le Associazioni rappresentative degli Operatori.

Come valore intermedio della domanda possono essere prese a riferimento:

- Le stime prodotte per il Sottogruppo “Trasporto Navale”, coordinato dal MIT nell’ambito della redazione del Piano Strategico Nazionale del GNL, elaborate sulla base dei dati del progetto COSTA, considerano una domanda potenziale di GNL al 2025 nel porto di Genova pari a circa 325.000 m<sup>3</sup> e corrispondente ad una conversione del 25% del naviglio impiegato nel 2012 nella navigazione di Short-Sea-Shipping (SSS) tra i porti core nell’ipotesi in cui tali navi facessero rifornimento sia nel porto di origine sia nel porto di destinazione.
- Le stime predisposte da Confitarma a livello nazionale, in seno al sopra citato Sottogruppo “Trasporto Navale”, ha stimato che il cluster dei porti liguri nel suo insieme (Genova, Savona e Spezia), possa esprimere una domanda potenziale di GNL compresa in un range tra circa 100.000 m<sup>3</sup> (2018-2020) e 1.100.000 m<sup>3</sup> (post 2025).
- Le stime predisposte da Confitarma a livello locale nell’autunno 2016 e che si fondano su una metodologia diversa rispetto a quella utilizzata a livello nazionale, partendo dai dati di consumo dell’ultimo anno disponibile (2015 per le crociere e per i traghetti e 2014 per le altre tipologie di navi) e prevedendo si possa avere gradualmente una sostituzione dei consumi di IFO e MDO in pari misura: a partire dal 5% fino a raggiungere il 50%.
- Per le altre tipologie di nave lo shift è calcolato con gli stessi criteri utilizzati a livello nazionale. Sulla base di tale impostazione, la stima della domanda potenziale nel porto di va da un valore minimo di circa 97.000 m<sup>3</sup> (corrispondenti ad uno shift verso l’LNG dei consumi di bunker del 5% per le crociere ed i ro-ro e del 2,5%-5% rispettivamente per fuel oil e mdo per le altre tipologie di navi) fino 970.000 m<sup>3</sup> (corrispondenti ad uno shift verso il GNL dei consumi di bunker del 50% per le crociere ed i ro-ro e del 20%-40% rispettivamente per fuel oil e mdo per le altre tipologie di navi).

La tabella seguente rappresenta la sintesi delle analisi sopra riportate.

	<b>Confitarma nazionale (2018-2020)</b>	<b>Confitarma (scenario basso)</b>	<b>Progetto COSTA (2025)</b>	<b>Confitarma (scenario alto)</b>	<b>Confitarma (&gt; 2025)</b>
<b>Domanda Potenziale GNL (m<sup>3</sup>/anno)</b>	80.000	97.000	325.000	970.000	1.110.000

Tabella 46 - Sintesi dei diversi scenari relativi alla domanda marittima potenziale di GNL per l'area Tirreno-Ligure

Un altro studio specifico per il porto di Genova, specificamente focalizzato sul settore traghetti, è stato condotto da Fundacion Valenciaport nell'ambito dei progetti GAINN4MOS e CORE LNGas HIVE PROJECT, co-finanziati dall'unione europea. Lo studio (2016) è parte dell'analisi della domanda marittima realizzata da Fundacion Valenciaport per Puertos del Estado e ne condivide la stessa metodologia.

La domanda potenziale di GNL ad uso marittimo, per il solo settore dei traghetti, prevede nello scenario alto circa 685.000 m<sup>3</sup> annui di bunkeraggio GNL corrispondente al fabbisogno annuo di 25 unità traghetto nell'ipotesi che le unità navali si riforniscano nel porto di Genova.

<b>Combustibile</b>	<b>Volume di bunkeraggio GNL stimato (t)</b>	<b>Volume di bunkeraggio GNL stimato (m<sup>3</sup>)</b>
<b>Scenario alto – nuove costruzioni traghetti GNL</b>	308,556	685.000

Tabella 47 - Domanda potenziale di GNL per il porto di Genova (progetto GAINN4MOS)

Per quanto concerne la domanda potenziale di GNL per i porti liguri, stante l'indeterminatezza del quadro di insieme, è possibile in questa sede individuare il livello massimo della domanda in un volume pari a circa 3,5 milioni di m<sup>3</sup>/anno, corrispondente all'ipotesi di integrale conversione a GNL degli attuali consumi di bunker (pari a circa 1,9 milioni di t registrati nel 2016, ultimo dato disponibile fornito da IRE).



Di seguito sono riportati i dati aggregati relativi ai bunkeraggi nazionali ed internazionali raccolti da IRE Liguria presso gli operatori portuali con riferimento all'anno 2016 per tipologia di combustibile e con l'equivalente potenziale bunkeraggio GNL espresso in m<sup>334</sup> .

<b>Combustibile</b>	<b>Volumi di bunkeraggio registrati nei porti liguri (t)</b>	<b>Potenziale Equivalente consumo di LNG (m<sup>3</sup>)</b>
<b>Totale olio combustibile</b>	1.829.206	3.304.468
<b>Totale gasolio</b>	140.381	270.717
<b>TOTALE</b>	1.969.587	3.575.185

Tabella 48 - Massima domanda potenziale di bunkeraggio GNL nei porti liguri

Nel capitolo relativo agli scenari di sviluppo dell'area Ligure le diverse ipotesi relative alla domanda potenziale marittima di GNL verranno analizzati in relazione alle ipotesi impiantistiche di terra (depositi costieri) realizzabili nell'area.

---

<sup>34</sup> Per la conversione si sono utilizzati i seguenti poteri calorifici specifici per tipologia di combustibile: LNG 49.200 kJ/kg, MGO/MDO 42.700 kJ/kg, HFO 40.000 kJ/kg.

### 6.3 LO SVILUPPO DELLA CATENA DEL BIO-GNL

Il tema del possibile utilizzo del biogas nel settore dei trasporti è sempre più attuale. Sotto la spinta delle politiche di riduzione delle emissioni e alla luce dei nuovi requisiti ambientali in materia, l'utilizzo del biometano nei trasporti consentirebbe di ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub> fino al 90% e di efficientare i processi di produzione, trasformazione e consumo in un'ottica di economia circolare.

Inoltre, la possibilità realizzare una serie di infrastrutture di liquefazione del biometano lungo il territorio nazionale favorirebbe uno sviluppo capillare della rete di stoccaggio e distribuzione del GNL anche nelle zone dove il tradizionale approvvigionamento del GNL (via terra o via mare) risulti più complesso o economicamente non conveniente.

Il rapporto dell'Agenzia Europea per il Biogas del 2018 ha mostrato che il numero di impianti di biogas europei è aumentato costantemente nell'ultimo decennio, dimostrando che i mercati nazionali sono ben consolidati e abbastanza forti da superare l'incertezza politica che ha colpito alcuni paesi. A fine 2017, 17.783 impianti di biogas e 540 impianti di biometano risultavano in funzione in Europa, producendo 1,94 miliardi di metri cubi di biometano nell'arco dell'anno.

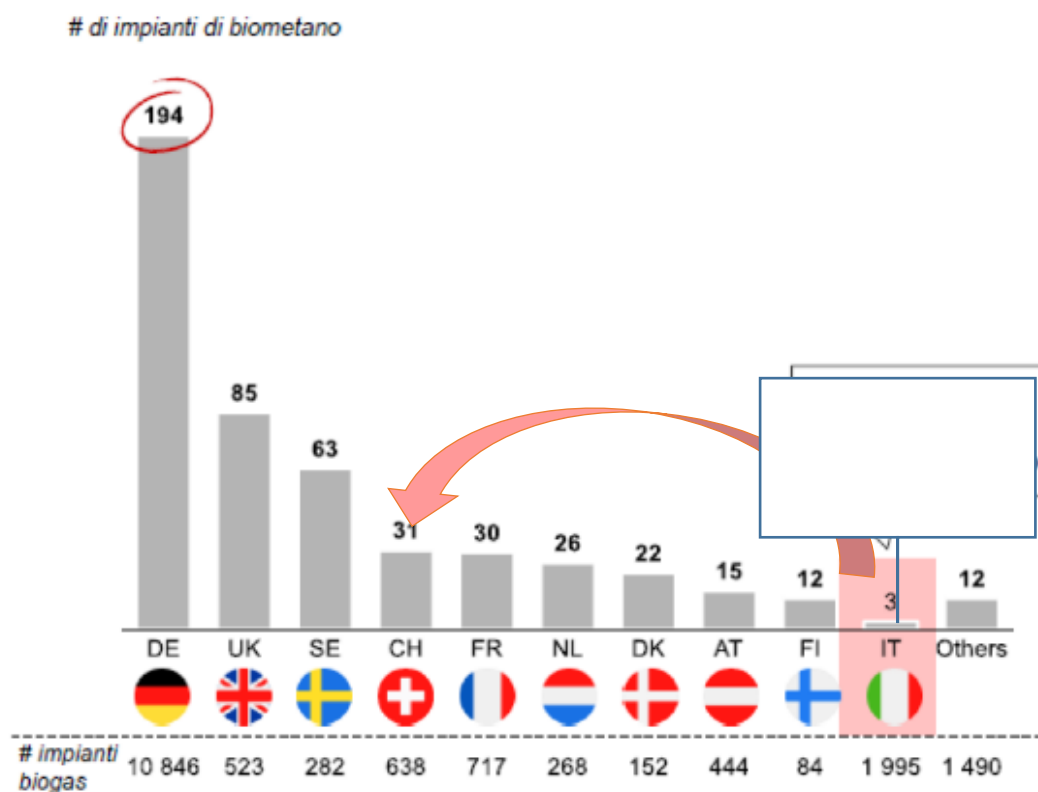


Figura 104 - Impianti di produzione di biometano e biogas in Europa (Fonte: Assocostieri su dati Bain & Company – 2018)

Una produzione che sembra poter inoltre ricevere una spinta positiva anche dall'adozione della Direttiva sulle energie rinnovabili, che include un obiettivo giuridicamente vincolante a livello UE del 32% per le energie rinnovabili entro il 2030, con una clausola di revisione al rialzo nel 2023, nonché obiettivi settoriali specifici e un obiettivo finale del 14% di energie rinnovabili nel settore dei trasporti entro il 2030.

La Direttiva, che dovrà essere recepita dagli Stati Membri UE nei rispettivi ordinamenti nazionali, è certamente un passo positivo verso l'adozione su larga scala del gas rinnovabile nel prossimo decennio. Faciliterà l'accesso del biometano alla rete del gas naturale, estenderà le garanzie di origine e ne faciliterà gli scambi transfrontalieri.

## 7 Caratteristiche Infrastrutturali

Nel presente capitolo vengono analizzati gli elementi da valutare nella fase di progettazione di un terminal GNL, distinguendo, in particolare le aree funzionali, il dimensionamento delle infrastrutture, le opere civili principali e accessorie, le caratteristiche dell'area, le eventuali analisi aggiuntive e le caratteristiche tecnico-ingegneristiche del sito.

### 7.1 Aree funzionali

Tra i fattori da prendere in considerazione per la corretta progettazione – posizionamento – dimensionamento di un terminal GNL possiamo considerare:

- accessibilità e dimensione delle navi cisterna;
- esistenza in prossimità del terminal di una rete di distribuzione del GNL;
- costo e caratteristiche del terreno;
- disponibilità delle infrastrutture pubbliche quali strade, rete elettrica, idrica, fognaria;
- disponibilità energia;
- facilità logistica per la gestione dei prodotti e degli scarti della filiera.

Una volta identificata l'area ottimale, un ulteriore passo è quello della definizione delle funzioni da inserire all'interno del terminal GNL e di prevedere le differenti aree, i collegamenti infrastrutturali tra esse e tutte le aree accessorie necessarie per un corretto utilizzo dei servizi.

I terminali di rigassificazione ricevono il GNL trasportato allo stato liquido da navi metaniere, lo stoccano, lo gassificano e lo pressurizzano per poi immetterlo nella rete di trasporto e/o distribuzione dei gasdotti.

Un deposito costiero di GNL non è caratterizzato dalla sola presenza di serbatoi criogenici per lo stoccaggio del GNL, ma sono presenti aree funzionali specifiche necessarie per la gestione e l'operatività delle differenti fasi lavorative.

In termini generali, i terminal GNL sono progettati in modo tale da assicurare un'adeguata distanza tra le varie sezioni fisiche del terminale. Le dimensioni dipendono principalmente dal numero e dalla dimensione dei serbatoi di stoccaggio e dalle distanze di sicurezza da mantenere tra di essi e tra i serbatoi e le altre infrastrutture del terminal.

Le principali unità di un terminale sono elencate di seguito:

- area ricezione (Pontile di attracco e scarica navi metaniere);
- serbatoi di ricezione e di stoccaggio temporaneo GNL;

- unità di rigassificazione (vaporizzazione): questa componente, in caso di deposito costiero può non essere presente;
- sezione di recupero boil-off Gas (BOG);
- correzione gas finale: questa componente, in caso di deposito costiero può non essere presente;
- sistemi ausiliari e di servizio;
- sistema di controllo e sicurezza;
- opere civili e infrastrutture accessorie.

Il deposito costiero sarà pertanto concettualmente suddiviso in aree funzionali, di seguito descritte:

- **area di attracco e trasferimento del GNL:** comprenderà le infrastrutture e i dispositivi per l'ormeggio di metaniere e bettoline e tutti i dispositivi e le apparecchiature necessarie per il corretto trasferimento e la misurazione del GNL e del BOG (boil-off gas) durante lo scarico delle metaniere ed il carico delle bettoline;
- **area deposito del GNL:** comprenderà i serbatoi e tutti i dispositivi accessori ed ausiliari necessari alla loro corretta gestione. Inoltre, comprenderà la sala controllo per la supervisione e la gestione dell'impianto;
- **area di carico autocisterne:** comprenderà le baie di carico/raffreddamento per le autocisterne, i sistemi di misurazione del carico e tutti i sistemi ausiliari per il corretto funzionamento e gestione;
- **area di gestione del BOG:** comprenderà gli MCI per la generazione dell'energia elettrica a sola copertura degli autoconsumi d'impianto, impianto di liquefazione basato su ciclo Stirling inverso per la re-liquefazione del BOG e la torcia di emergenza.

L'impianto sarà supervisionato da un'apposita sala controllo all'interno dell'area di deposito del GNL, la quale conterrà i principali sistemi di supervisione. É inoltre prevista una stazione di controllo in corrispondenza della piattaforma operativa, per il controllo visivo delle operazioni di trasferimento del GNL.

### 7.1.1 Area arrivo nave

La sezione di ricezione per i terminal GNL *on-shore* è costituita da un pontile con un'area di attracco per le navi metaniere, dai bracci di scarico e dalla linea di trasferimento del GNL nei serbatoi di stoccaggio. L'area antistante al pontile deve essere tale da consentire un'agevole e sicura manovra ed ormeggio delle navi metaniere. Il pontile deve essere

equipaggiato con sistemi di ancoraggio in sicurezza della nave (quindi deve prevedere, ad esempio, anche un sistema di ormeggio del tipo a sgancio rapido) e un sistema per l'appoggio della nave.

Dalla nave metaniera il GNL viene trasferito nei serbatoi di stoccaggio utilizzando pompe criogeniche, bracci meccanici di scarico e successiva linea di trasferimento. Durante le operazioni di scarico si generano dei vapori (*boil-off*) che possono essere interamente recuperati mediante un sistema dedicato esclusivamente al ritorno dei vapori alla metaniera.

La progettazione dei bracci di scarico del GNL e le problematiche relative all'interfaccia terra-nave sono dettagliatamente descritte rispettivamente nelle norme UNI-EN 1474 e UNI-EN 1532; in quest'ultima vengono riportati i requisiti minimi di progettazione e di gestione per poter effettuare un travaso di GNL dalla nave a terra. In particolare, vengono riportati i requisiti necessari affinché il trasferimento del GNL dai terminali di carico e scarico possa avvenire in sicurezza e perciò vengono presi in considerazione i collegamenti fra nave e terminale, gli aspetti relativi alla sicurezza delle operazioni di trasferimento, nonché tutte le altre operazioni che si effettuano quando la nave è ormeggiata al pontile.

Tra i sistemi di sicurezza utilizzati durante lo scarico si possono citare i sistemi di rilevamento di gas e incendio, sistemi radar o altri dispositivi di segnalazione per allertare l'equipaggio di altri traffici o pericoli attorno allo scafo.

Le aree in oggetto vanno progettate tenendo in considerazione tutti gli aspetti tecnici di collegamento tra nave e serbatoi, comprendendo anche la gestione del BOG, e inoltre non deve presentare carenze infrastrutturali proprie di una banchina portuale. Devono essere infatti garantiti tutti gli aspetti di attracco nave, come le bitte, un adeguato fondale, una banchina integra e parabordi efficienti.

### 7.1.2 Area stoccaggio

La sezione stoccaggio, ed in particolar modo i serbatoi, devono essere realizzati in modo tale da resistere alla temperatura del gas naturale liquefatto e contemporaneamente proteggere il contenuto da eventi accidentali esterni (es. fuoco, terremoti, esplosioni, impatti, ecc.).

I terminali esistenti o presentati in forma di progetto hanno caratteristiche peculiari fortemente legate alle caratteristiche del sito. Nel seguito viene riportata una descrizione di massima che raggruppa le tipologie di serbatoio per macro-caratteristiche.

Per le tipologie di serbatoi presenti nei terminali GNL si può fare riferimento a quanto riportato nella norma UNI-EN 1473. Le tipologie più comuni si possono brevemente riassumere:

- serbatoio a singolo contenimento a doppia parete. La parete interna è di acciaio al Nichel (9%), quella più esterna in acciaio al carbonio;



- serbatoi a doppio contenimento dove il serbatoio interno è in acciaio al Nichel (9%) e il serbatoio esterno generalmente realizzato in cemento armato ad hoc utilizzando calcestruzzo criogenico; tale parete è localizzata di solito a circa 6 metri o meno rispetto al primo serbatoio; inoltre, la parete di cemento armato ha la funzione di proteggere il serbatoio da accidenti esterni;
- il serbatoio a contenimento totale ha un contenitore interno in acciaio al Nichel (9%) e un contenitore esterno che sostiene il tetto rinforzato in acciaio al carbonio e che può essere disegnato in modo tale da opporsi ad attacchi missilistici e a oggetti volanti.

Va inoltre aggiunto che ciascuna di queste tre macro-tipologie di serbatoi può essere o meno posizionata all'interno di un bacino di contenimento realizzato generalmente in cemento armato.

La fase più delicata nella gestione dello stoccaggio è il monitoraggio del liquido all'interno del serbatoio dove il GNL costituisce un sistema dinamico sia durante l'approvvigionamento (nel corso del quale al GNL già presente nel serbatoio viene aggiunto quello proveniente dalle navi metaniere) sia in una fase successiva quando il GNL viene prelevato dal serbatoio per essere avviato verso i sistemi di distribuzione.

Va rilevato che il GNL scaricato dalle navi può avere temperatura e/o densità diverse da quello già presente nel serbatoio. Le variazioni di pressione che possono verificarsi nei serbatoi di stoccaggio durante i travasi e la velocità di travaso verranno regolate in modo tale da recuperare, mediante idonei sistemi, il gas che si viene a generare.

### 7.1.3 Area autotrasporto

In quest'area avvengono le attività relative alla gestione dei mezzi, al rifornimento e al successivo instradamento dei mezzi per il trasporto su strada del GNL. I mezzi adibiti al trasferimento del GNL su ruota hanno una capacità di circa 40-50 mc di GNL e il tempo di ricarica dell'intero serbatoio di GNL può variare sensibilmente in funzione della tecnologia utilizzata (tra i 30 e i 60 minuti). Per un corretto funzionamento delle aree per il carico dei mezzi criogenici, sono presenti serbatoi e pompe destinate unicamente al rifornimento dei mezzi in questione con funzionamento alternato.

L'area dell'autotrasporto è caratterizzata da una serie di baie di carico (2-4) collegate con specifici serbatoi e messi in rete con l'area per la gestione del BOG. Solitamente questa funzione è caratterizzata dai seguenti elementi tecnologici:

- n°1 sistema di regolazione della portata di carico GNL liquido;
- n°1 sistema di gestione dei vapori di ritorno (BOG);

- n°2 sistemi di misurazione (n°1 linea liquida e n°1 linea ritorno fase gas fiscale);
- n°1 stazione di carico costituita da due bracci di carico, uno per liquido GNL e uno per il recupero vapori BOG, entrambi dotati di valvola di emergenza a strappo;
- n°1 pesa fiscale per contabilizzazione GNL.

L'area per il carico dei mezzi stradali può comprendere non solo le baie per il rifornimento dei mezzi, ma anche aree per la sosta e percorsi di collegamento con la rete stradale locale. Lo schema seguente evidenzia il percorso funzionale per la realizzazione di un'area per il carico dei mezzi in sicurezza.

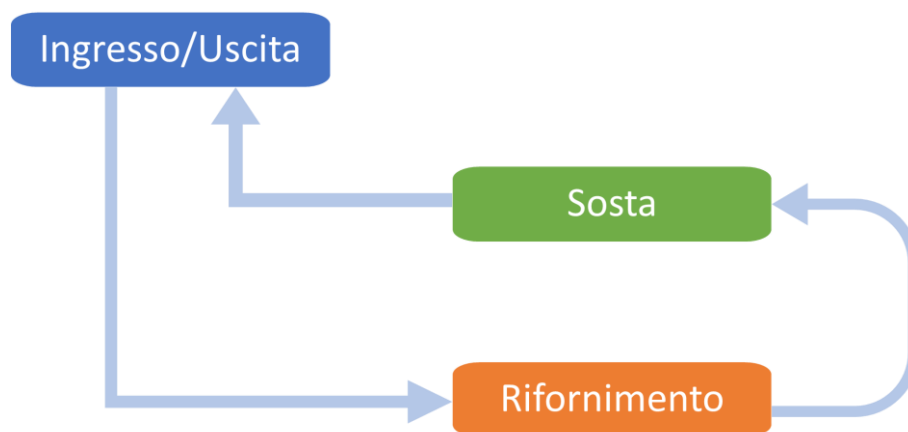


Figura 105 Area autotrasporto

La viabilità per i mezzi stradali da rifornire deve essere differente dalla viabilità interna utilizzata dagli operatori per il controllo dei macchinari e per le consuete attività operative giornaliere.

#### 7.1.4 Area gestione BOG

Per evitare le emissioni di gas naturale, che si formano sia nelle emergenze sia nel normale esercizio dell'impianto sia per il recupero durante il trasferimento del prodotto dalla nave al serbatoio, esistono soluzioni tecniche che prevedono un sistema di recupero del gas *Boil-Off-Gas* (BOG).

Durante le operazioni di scarico delle navi il livello nei serbatoi cresce causando la riduzione del volume disponibile per i vapori; contemporaneamente il livello nei serbatoi della

metaniera diminuisce di conseguenza, comportando un aumento del volume disponibile per il vapore e la riduzione di pressione nei serbatoi della nave.

Per prevenire la possibilità di eccessiva riduzione della pressione, una parte dei vapori disponibili nei serbatoi a terra viene fatta fluire verso la nave, per semplice differenza di pressione. Il vapore di ritorno è raffreddato per garantire che la temperatura del vapore stesso in ingresso alla nave, principalmente all'inizio delle operazioni di scarico, non superi i livelli di accettabilità previsti (circa  $-130^{\circ}\text{C}$ ) evitando l'introduzione di quantità eccessive di calore all'interno dei serbatoi della nave. Il liquido in eccesso sarà estratto dalla corrente di vapore nel separatore di banchina, che accoglierà anche i drenaggi delle linee e delle apparecchiature della medesima area.

Normalmente l'eccesso di BOG nei serbatoi è gestito attraverso:

- il re-invio di una parte dei vapori generati alla metaniera;
- il sistema di alimentazione dei generatori elettrici di impianto;
- il sistema di re-liquefazione del BOG mediante unità Stirling a ciclo inverso;
- procedure di accumulo del vapore attraverso fluttuazioni della pressione di impianto e di cicli di raffreddamento mediante spray (gestione positiva della pressione nella catena di trasferimento LNG metaniera / serbatoi / autocisterne o bettoline; ricircolo e spray dell'LNG nei serbatoi per ri-liquefazione del BOG).

Durante il funzionamento nominale del terminale, in assenza di operazioni di scarico/carico nave e/o autocisterne, nei casi in cui la quantità di BOG generata sia inferiore alla capacità di trattamento dei sistemi installati, solitamente è prevista l'esclusione selettiva di un numero qualsiasi di unità Stirling per adeguare le quantità di BOG rimosso alle reali necessità operative di impianto, garantendo in ogni caso l'alimentazione dei sistemi di generazione elettrica.

### **7.1.5 Area controllo e sistemi ausiliari**

L'intero terminal necessita di un'area destinata al controllo degli impianti e dei sistemi di sicurezza per una gestione ottimale di tutto il complesso. Inoltre, tutto il terminal deve dotarsi di quelle infrastrutture e impianti per il funzionamento delle componenti principali. Il complesso dei sistemi ausiliari necessari all'esercizio dell'impianto comprende ad esempio:

- sistema di raccolta dei drenaggi di GNL;
- unità per la misura fiscale del GNL immesso in rete e del GNL scaricato dalle metaniere;
- sistema di distribuzione del gas combustibile;

- unità di distribuzione dell'energia elettrica;
- sistema di controllo e supervisione del processo;
- sistema di gestione delle emergenze di processo;
- sistema di rilevamento fughe di prodotto e/o incendio;
- sistema di combustione della torcia.

La combustione della torcia è necessaria per ottenere lo smaltimento del GNL anche se la norma non prevede che questa sia obbligatoria. È infatti possibile smaltire in atmosfera, tramite candela di scarico, l'eccesso di *boil-off*; la norma non preferisce una soluzione rispetto all'altra, imponendo semplicemente che le installazioni di GNL vengano progettate basandosi sul principio dell'utilizzo non continuativo della torcia o della messa in atmosfera non continua dei suddetti vapori. In definitiva:

- le torce si caratterizzano per la completa combustione dei vapori di *boil-off* destinati allo smaltimento con produzione di fumi di combustione ed emissione concentrata di calore: è pertanto necessario verificare che la radiazione termica prodotta dalla torcia sia opportunamente minimizzata in corrispondenza dei ricettori sensibili;
- gli sfiati si caratterizzano per la dispersione in atmosfera dei vapori di *boil-off* senza combustione: è pertanto necessario verificare che le miscele infiammabili di vapori di *boil-off* che si vengono a determinare non possano raggiungere alcuna fonte di ignizione.

Di norma si ritiene più sicuro concentrare la combustione dei vapori di *boil-off* non più recuperabili in una torcia posta a un'altezza e a una distanza dai potenziali ricettori sensibili sufficiente per non determinare effetti negativi, piuttosto che rilasciare in atmosfera una nube di vapori con caratteristiche di potenziale pericolosità.

Tale pratica (combustione preferita a dispersione in atmosfera) risulterebbe infatti non solo più sicura, ma anche più accettabile dal punto di vista ambientale, visto che il metano (componente principale del gas naturale) ha un GWP (*Global Warming Potential*, fattore potenziale di riscaldamento globale) ben 21 volte superiore rispetto a quello dell'anidride carbonica.

Nonostante gli indubbi vantaggi sopra elencati del ricorso alle torce rispetto alle candele di scarico, l'ubicazione di una torcia nell'area impianti è resa difficoltosa dall'esigenza di mantenere adeguate distanze di sicurezza sia dagli impianti che dalle aree esterne all'impianto con riferimento alle massime radiazioni termiche ammissibili.

La possibilità di ubicare una candela di scarico a una quota adeguata, tenuto conto che i vapori di *boil-off* sono più leggeri dell'aria e che i regimi anemometrici tipici tendono ad

allontanare i suddetti vapori da eventuali fonti di ignizione, hanno portato a ritenere comunque preferibile la soluzione della candela di scarico, garantendo analoghe condizioni di sicurezza.

In particolare, la candela di scarico è stata ubicata ad adeguata distanza dagli impianti in modo che l'eventuale e poco probabile ignizione dei vapori di *boil-off* in uscita non possa determinare radiazioni termiche eccessive nei confronti degli impianti stessi. Inoltre, in fase di ingegneria di dettaglio sarà possibile valutare l'applicazione, al momento in fase di sviluppo, di una "candela intelligente", cioè una candela normalmente fredda, ma che in caso di emergenza possa funzionare da torcia.

## 7.2 Dimensionamento

Il dimensionamento delle infrastrutture del deposito costiero di GNL è effettuato tramite l'utilizzo di parametri di input, come ad esempio il numero di mezzi da rifornire in un anno, il numero di rifornimenti via nave annui previsti, la nave di progetto.

Questo permette di valutare sia la dimensione dei depositi costieri di GNL, sia tutta la componente relativa all'autotrasporto (area d'attesa dei mezzi, viabilità interna ed esterna, area di rifornimento dei mezzi) o al traffico via mare (dimensionamento delle banchine).

Non è però possibile utilizzare una formula che metta in relazione la quantità di GNL da stoccare con la superficie necessaria per l'intero terminal, in quanto sono presenti funzionalità e infrastrutture accessorie che possono far variare le aree necessarie.

La presenza di un vaporizzatore, infatti, modifica sensibilmente la superficie totale, così come la quantità delle baie di carico dei mezzi stradali. Inoltre, la forma dell'area può comportare a una distribuzione differente con un maggiore utilizzo degli spazi interni per la distribuzione delle varie attività interne,

Nello schema seguente sono rappresentate le principali funzioni e i flussi interni di personale e materie prime. I collegamenti che terminano con le frecce evidenziano i flussi di GNL dove il punto di inizio dell'intero movimento interno al terminal è l'"Accosto". Per quanto riguarda invece i collegamenti senza frecce sono flussi di mezzi o persone. Le frecce di dimensioni maggiori sono relative a eventuali collegamenti del gas, in forma liquida o in forma gassosa, con la rete locale o verso altri poli industriali.

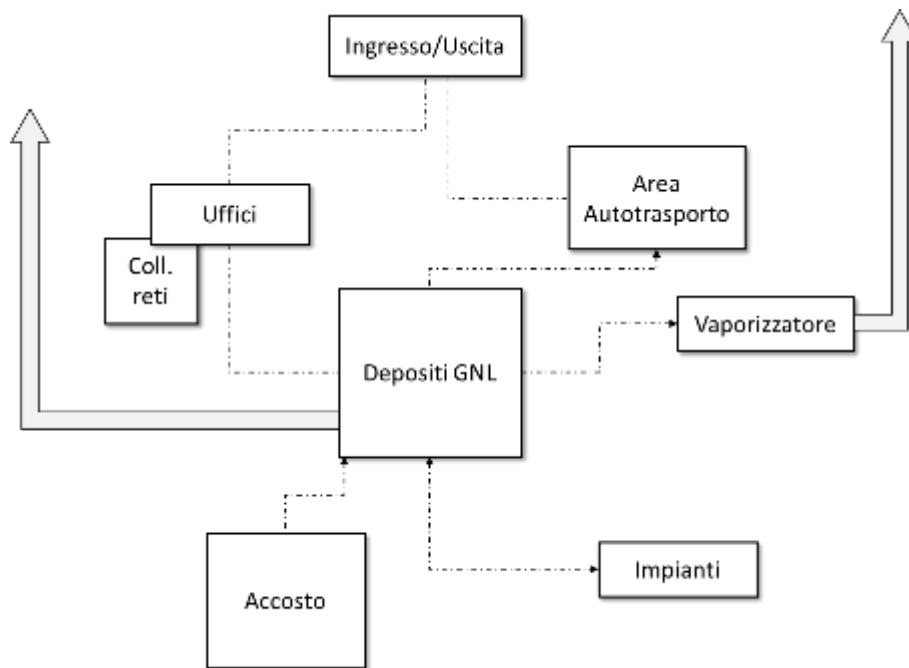


Figura 106 Funzioni

### 7.2.1 Accosti lato mare

Il dimensionamento degli accosti viene valutato in funzione, ovviamente, delle superfici a disposizione dell'area individuata. Ma un aspetto molto importante da valutare è relativo alla dimensione di riferimento delle navi in transito nel porto oggetto di analisi. Il parametro può essere dimensionato considerando le navi metaniere/gasiere in transito nel porto in esame, sia per quanto concerne il dato relativo alla dimensione fisica della nave (lunghezza, larghezza, pescaggio) e sia per quanto concerne la quantità di GNL trasportabile da nave di questa dimensione.

Il trasporto del GNL via mare avviene in apposite navi metaniere, aventi solitamente una capacità di carico nell'intervallo 40.000-140.000 m<sup>3</sup> di GNL, pari a 18.000-63.000 t. Si tratta di imbarcazioni a doppio scafo, probabilmente tra i più sofisticati mercantili attualmente in esercizio (aventi un costo anche doppio rispetto a quello di petroliere di analoga dimensione). I serbatoi di stoccaggio del GNL sono vincolati allo scafo interno al quale viene demandata la funzione di resistenza strutturale secondaria agli urti. Allo scafo esterno, invece, viene demandata la funzione di resistenza strutturale principale agli urti. Le modalità costruttive e la lunga esperienza acquisita anche in situazioni incidentali reali hanno dimostrato che i serbatoi di stoccaggio sono sufficientemente affidabili per scongiurare il rischio di incendi o di rottura degli stessi a seguito di eventi che possano determinarsi all'interno della nave quali incendi o addirittura esplosioni aventi cause comuni (cioè indipendenti dalla merce trasportata). I serbatoi infatti sono stagni, ignifughi e peraltro



inertizzati, cioè circondati da atmosfere prive di ossigeno. Nella tabella che segue sono riportate le caratteristiche principali di alcune tipologie di navi metaniere.

Caratteristica	UM	Tipo di nave			
		Minima	Intermedia	Massima	
		Serbatoi prismatici	Serbatoi prismatici	Serbatoi sferici	Serbatoi prismatici
Deadweight	[DWT]	22.000	51.000	75.000	75.000
Capacità di carico	[m <sup>3</sup> ]	40.000	75.000	140.000	140.000
Lunghezza totale	[m]	200	250	300	295
Lunghezza tra le perpendicolari	[m]	185	235	282	280
Larghezza	[m]	29.2	35	46	46
Altezza di costruzione	[m]	18	21	29	29
Pescaggio a pieno carico	[m]	8,7	9,5	11,3	11,3
Pescaggio in zavorra	[m]	4,7	5,0	8,3	8,3
Dislocamento a pieno carico	[t]	40.000	74.000	95.000	95.000
Area longitudinale esposta al vento (nave a pieno carico)	[m <sup>2</sup> ]	2.500	2.800	6.700	4.600
Area longitudinale esposta al vento (nave in zavorra)	[m <sup>2</sup> ]	3.300	3.900	7.200	5.100
Area trasversale esposta al vento (nave a pieno carico)	[m <sup>2</sup> ]	380	820	1.350	1.250

Caratteristica	UM	Tipo di nave			
		Minima	Intermedia	Massima	
		Serbatoi prismatici	Serbatoi prismatici	Serbatoi sferici	Serbatoi prismatici
Area trasversale esposta al vento (nave in zavorra)	[m <sup>2</sup> ]	500	1.000	1.450	1.350
Distanza tra la prua e il manifold	[m]	90-95	120-130	120-140	128-151
Distanza tra la fiangia manifold e la murata nave	[m]	2,0-6,0	2,0-6,0	2,8-4,0	1,6-4,0
Altezza manifold sopra il livello del mare a nave carica	[m]	14-16	13-17	19-21	19-24
N° di serbatoi	[-]	6	4	5	5
N° di pompe di scarico	[-]	12 (2 per serbatoio)	8 (2 per serbatoio)	10 (2 per serbatoio)	10 (2 per serbatoio)
Tipo pompe		sommerse	sommerse	sommerse	sommerse
Portata massima di scarico nave	[m <sup>3</sup> /h]	4k	6,4k-9,6k	10k-13k	10k-13k
Prevalenza pompe	[m]	120-150	105-150	105-160	105-160
N° e Ø flange di connessione liquido (L) e gas (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"

Tabella 49 – Caratteristiche delle principali navi metaniere

Il passaggio preliminare da effettuare è quello di considerare la lunghezza della nave e il relativo pescaggio a pieno carico per l'individuazione delle caratteristiche fisiche minime delle infrastrutture portuali.

Infatti, il pescaggio a pieno carico, confrontato con i valori dei fondali di riferimento relativi al percorso che la nave effettua per raggiungere la banchina del deposito GNL, può individuare la grandezza massima della nave di progetto e conseguentemente i valori massimi di GNL trasportato dalle navi.

Una volta individuata la nave di progetto, in funzione della profondità dei fondali e della lunghezza della banchina, sarà possibile definire il numero di rifornimenti annui necessari per il rifornimento dei depositi costieri di GNL e valutare se l'incremento generato sia supportabile dalle infrastrutture portuali.

Un altro importante aspetto da tener conto per il dimensionamento degli impianti lato mare riguarda gli aspetti di trasferimento del GNL dalla nave metaniera ai serbatoi per lo stoccaggio. Solitamente si deve dimensionare gli impianti in modo che la nave non stazioni troppo tempo a banchina per lo scarico del GNL, in modo da limitare le operazioni e il tempo di sosta. Si pone quindi la necessità di individuare un tempo di riferimento, come ad esempio 15 ore, e dimensionare le tubazioni e i collegamenti che portano il GNL dalla metaniera ai serbatoi conseguentemente.

## 7.2.2 Deposito

I serbatoi di ultima realizzazione nei terminal GNL sono del tipo “*full containment*”, ciascuno composto da un serbatoio esterno “*outer tank*” e uno interno “*inner tank*”. In caso di fuoriuscita dal contenimento primario, il contenimento esterno permette di trattenere il liquido criogenico. I serbatoi sono realizzati in modo da limitare il flusso termico dall'esterno attraverso un isolamento termico realizzato, solitamente, mediante l'uso congiunto di materiale isolante e condizioni di vuoto tra i due contenimenti.

Nonostante il serbatoio e tutte le tubazioni siano criogenici, il GNL interno subisce comunque un certo riscaldamento dovuto essenzialmente a:

- ambiente esterno;
- calore in ingresso dalle linee di scarico nave;
- calore generato dalle pompe di rilancio GNL;
- eventuale ingresso dovuto alla circolazione di GNL di raffreddamento.

Il dimensionamento delle infrastrutture per lo stoccaggio del GNL è da valutarsi in funzione della quantità di GNL da stoccare e dalla quantità di GNL annua da gestire all'interno del terminal GNL. Inoltre, si considera la realizzazione di più serbatoi di dimensioni minori di tipo modulare, in modo da realizzarne in numero pari a raggiungere l'obiettivo di GNL stoccato e avere l'opportunità di costruirne ulteriori successivamente. Valutando le strutture presenti all'interno dell'area Mediterranea, si nota che la "taglia" di riferimento dei serbatoi modulari è di circa 1000 mc – 1500 mc in funzione della dimensione dell'area e della quantità massima di GNL da stoccare all'interno dell'area.

I serbatoi modulari sono collegati tra loro in un'unica rete e il rifornimento di tutti avviene tramite la stessa condotta. In alcune circostanze, determinati serbatoi possono essere destinati a specifiche attività e in numero pari alle funzioni (determinati serbatoi destinati al rifornimento dei mezzi stradali o imbarcazioni). La possibilità di realizzare serbatoi di dimensione minore non comporta la modifica della struttura stessa del serbatoio.

### 7.2.3 Autotrasporto

Il dimensionamento di questa funzionalità del terminal GNL è strettamente collegato alle superfici a disposizione, poiché il rifornimento dei mezzi non genera solo la presenza delle baie di carico, ma anche di una viabilità interna e di un'area per la sosta. La presenza di 2 baie di carico, ad esempio, comporta la presenza di 5-6 postazioni per la sosta dei mezzi, per evitare attese o file in aree non attrezzate che potrebbe generare problemi per la sicurezza dei lavoratori e delle aree circostanti.

## 7.3 Infrastrutture accessorie

Le infrastrutture necessarie per una completa realizzazione di un terminal costiero di GNL comprendono anche le opere civili principali e accessorie, tra cui:

- opere civili per serbatoi di GNL;
- opere civili per presa e scarico dell'acqua a mare;
- opere civili per sostegno tubi su rack/sleeper;
- cabine elettriche e sottostazione;
- sala controllo;
- magazzino e officina;
- uffici, portineria, stazione pompieri, ecc.

Opere civili complementari o accessorie, comprendenti:

- fondazioni minori nell'area impianto;
- strade e pavimentazioni;
- recinzioni.

Le opere a mare sono funzione della tipologia di accosto previsto in fase progettuale e possono essere riassunte con quanto segue:

- piattaforma di scarico delle metaniere;
- pontile di collegamento a terra dell'isola di scarico;
- strutture di accosto ed ormeggio metaniere;
- passerelle pedonali di collegamento delle strutture di ormeggio ed accosto.

Per la realizzazione di un terminal GNL che comprende serbatoi di gas naturale liquefatto, aree e banchine per lo scarico, aree per il rifornimento dei mezzi stradali e aree di controllo, sono necessari interventi e infrastrutture accessorie per il corretto funzionamento dell'intera struttura.

Tra questi è possibile tenere di conto:

- sistema aria compressa;
- sistema azoto;
- sistema acqua servizi;
- gruppi elettrogeni e sistema di alimentazione gas combustibile;
- sistema di presa mare e alimentazione acqua ai vaporizzatori;
- sistema recupero, stoccaggio e neutralizzazione acqua demineralizzata
- sistema blow-down<sup>35</sup>;
- sistema antincendio;
- sistema elettrico;
- supervisione, controllo e strumentazione;

---

<sup>35</sup> Sistema per raccogliere e convogliare gli scarichi gassosi dalle valvole di sicurezza e dalle valvole di depressurizzazione dei serbatoi GNL e delle apparecchiature in pressione che non è possibile recuperare all'interno del condensatore di *boil-off*.

- sistema alimentazione energia elettrica.

Un aspetto importante e differente dalla “semplice” realizzazione delle infrastrutture civili lato terra, è quello relativo alle opere civili a mare composto da:

- dragaggi per assicurare la profondità d'acqua necessaria alle navi metaniere nel canale di accesso e nel bacino di evoluzione;
- strutture di accosto e ormeggio per le operazioni di scarico in sicurezza della metaniera;
- eventuali strutture per lo scarico dalle metaniere, quali piattaforme di scarico, pontili di collegamento, passerelle pedonali e strutture per l'accosto in caso di pontili galleggianti.

L'intero terminal GNL si può concludere con la realizzazione di tutti gli edifici accessori necessari, quali:

- guardiola;
- sala riunioni;
- sala calcolo;
- uffici direzione;
- uffici segreteria;
- uffici amministrativi;
- sale d'attesa;
- sala posta;
- ingresso;
- spogliatoi e servizi igienici;
- sala macchine;
- archivio.

Il tutto dovrà essere collegato alle reti tradizionali e ai servizi aggiuntivi di sicurezza previsti per strutture industriali e operative come rilevatori di fumo, impianto di protezione scariche atmosferiche e gruppi di continuità per la sala calcolo.



## **7.4 Caratteristiche aerali**

### **7.4.1 Ubicazione**

Questa informazione deve essere fornita attraverso l'indicazione delle coordinate geografiche del sito dove si andrà a realizzare il deposito costiero di GNL. Le coordinate, latitudine (N) e longitudine (E), dovranno essere scritte con un sistema di riferimento utilizzato usualmente, come ad esempio WGS84 (solitamente utilizzato dai sistemi GPS).

### **7.4.2 Dati climatici**

Le condizioni climatiche indicate sono le seguenti: temperatura e umidità (massima e minima per il periodo estivo e per il periodo invernale), l'umidità massima e minima, la pressione atmosferica di riferimento. Dovranno inoltre essere riportati i dati di pioggia (riferimento minimo 30 anni) con specificazione della media mensile.

### **7.4.3 Cartografia e rilievo**

Questo è uno dei paragrafi principali in quanto riporta le informazioni cartografiche dell'area d'intervento, ottenibili attraverso uno specifico rilievo delle aree. Inoltre, il rilievo dovrà riportare non solo l'andamento planimetrico dell'area dove andrà a realizzarsi il deposito di GNL, ma dovrà essere realizzata anche un'indagine dei fondali nella porzione di specchio acqueo portuale interessata dall'intervento. Questo al fine di garantire alle navi di progetto (di cui dovrà essere definito il pescaggio massimo) di disporre di una profondità adeguata.

### **7.4.4 Analisi specifiche**

Le ulteriori analisi da realizzare riguardano le indagini geotecniche, al fine di caratterizzare il terreno su cui si andrà a costruire il deposito di GNL. Quindi dovrà essere allegata un'analisi che riporti i dati meteomarini per definire le condizioni meteomarine tipiche delle acque interessate al percorso delle navi in ingresso e in uscita, compresa l'imboccatura portuale. Si dovranno riportare i valori estremi del vento, delle onde estreme (in diversi punti del porto e in differenti direzioni di provenienza delle onde) e i valori estremi del livello marino.

### **7.4.5 Analisi sismica**

Questa rappresenta un'analisi preliminare finalizzata ad individuare e valutare le sollecitazioni che si generano sul terreno con la realizzazione del deposito costiero.

Le analisi si svolgono tenendo in considerazione le indagini precedenti e alcune indagini supplementari, tra cui le indagini geotecniche per la definizione della stratificazione del terreno su cui valutare le sollecitazioni.

Di tutti queste analisi e dati dovranno essere riportate le fonti di provenienza dei dati e le eventuali strumentazioni utilizzate per effettuare le indagini.

## 7.5 Analisi aggiuntive

All'interno di questo paragrafo possono essere comprese tutte le indagini supplementari da allegare all'analisi di fattibilità del deposito costiero di GNL, tra cui l'analisi per la gestione dei rifiuti, per la prevenzione dei rischi accidentali e della sicurezza, per il rumore generato e per lo smaltimento delle acque prodotte. Tutte le analisi devono prevedere differenti scenari possibili, a partire dalla condizione iniziale di realizzazione dell'infrastruttura, passando poi per le fasi di esercizio e per le fasi emergenziali.

Particolare importanza riveste l'analisi dell'infrastruttura circostante esistente (siti industriali, agglomerati urbani, vie di comunicazione, presenza di vegetazione) al fine di valutare i potenziali pericoli quali rischio di incendio, onde d'urto e inondazioni (es. rottura di dighe, argini, maremoti, ecc.).

Nel caso di insediamenti industriali e/o civili già esistenti in prossimità della struttura, vanno valutati i potenziali rischi per la salute e la sicurezza della popolazione dovuti a possibili incendi a seguito di perdite di GNL o vapori di GNL stoccato.

Queste analisi possono però definirsi "classiche" in quanto gli aspetti di sicurezza dovranno essere necessariamente analizzati in quanto richiesti da normative specifiche.

Esistono analisi aggiuntive relative ad ambiti specifici che possono interessare sensibilmente il dimensionamento e la progettazione del terminal GNL e che implicano i collegamenti con l'esterno (viabilità e collegamenti via nave), gli aspetti ambientali e le successive attività di dismissione dell'infrastruttura.

### 7.5.1 Studio impatto traffico

Possono inoltre essere realizzate analisi aggiuntive di grande interesse nell'ottica del commercio e della gestione dei flussi sia via mare che via terra dei mezzi. Queste analisi, di primaria importanza, studiano e valutano gli impatti che si generano sui traffici portuali in funzione alla creazione del deposito rispetto al quadro iniziale di valutazione.

Si concretizza nella realizzazione di uno stato di fatto iniziale dei traffici navali, con un'analisi delle merci in transito nel Porto in oggetto, e dei traffici stradali/ferroviari. Successivamente si analizzano gli impatti che si generano sui traffici portuali sia durante le fasi di costruzione che durante le fasi in esercizio.

L'impatto più consistente che si genera sul traffico via terra si avrà, probabilmente, in fase di costruzione per la movimentazione del materiale necessario nelle diverse attività di cantiere.

Questo è dovuto alla nascita del traffico mezzi dovuto essenzialmente a:

- trasporti di materiale da cava;
- trasporti per conferimento a discarica di materiali di scavo non riutilizzabili;

- trasporto di materiali da costruzione;
- movimentazione degli addetti alle attività di costruzione.

L'analisi di questo aspetto si basa inoltre sull'individuazione della tipologia di mezzo, della motivazione per il transito e per la quantità di mezzi in transito (sia su base oraria che su base giornaliera).

Per quanto riguarda la valutazione dei mezzi in transito durante la fase di esercizio, si pone la necessità di considerare il dimensionamento dei serbatoi per avere una quantità massima di GNL da distribuire ai mezzi in transito. In funzione alla distribuzione di GNL prevista (differenziata sia per i mezzi stradali che per le navi), potrà essere quantificati il numero di mezzi previsti e quindi che impatto si avrà sulle strade. Il numero di mezzi previsto deve risultare adeguato in funzione alle infrastrutture di collegamento presenti nel porto.

Mentre, l'impatto più consistente dell'opera sul traffico via mare si avrà in fase di esercizio e consisterà, complessivamente, nell'aumento del numero di navi in arrivo in funzione della stazza delle navi.

### 7.5.2 Interazioni con l'ambiente

In questa analisi sono da analizzare le emissioni che si generano nell'ambito portuale sia durante le fasi di cantiere che durante le fasi di normale esercizio.

Le prime sono riconducibili a:

- emissioni di inquinanti dai motori dei mezzi impiegati per la fase realizzativa (in considerazione del numero di mezzi e le relative potenze dei motori);
- emissioni di polveri legate ai quantitativi terreni movimentati.

Mentre per quanto riguarda le emissioni in esercizio, sono da considerare:

- emissioni da parte dei motori a combustione interna. In condizioni di normale esercizio si prevede l'impiego di No. 2 motori;
- emissioni associate alla corrente di azoto che serve a inertizzare il collettore di torcia: la portata di azoto rilasciata all'aria è stimata essere pari a circa 6.25 kg/ora;

Da queste valutazioni preliminari, relative all'impianto, vanno aggiunte le emissioni che si generano dal traffico indotto, riconducibili al traffico navale e al traffico stradale.

### 7.5.3 Decommissioning e dismissione

Questa analisi mira a definire le fasi di decommissioning e dismissione dell'intero impianto, in previsione di uno smantellamento delle infrastrutture realizzate. L'obiettivo è quello di

prevedere le fasi di dismissione dell'intero impianto, di smaltimento delle infrastrutture realizzate e di bonifica e decontaminazione delle aree.

La demolizione e lo smaltimento delle infrastrutture deve essere prevista per tutte le tipologie di strutture realizzate, con le differenti modalità costruttive (struttura portante in calcestruzzo, struttura metallica portante, opere interrato).

L'obiettivo è quello di ottenere un completo ripristino delle condizioni iniziali del sito, una volta verificato lo stato di qualità delle componenti ambientali interessate.

## 7.6 Caratteristiche tecnico-ingegneristiche del sito

Il sito destinato ad ospitare un terminal GNL deve avere le seguenti caratteristiche tecnico ingegneristiche:

Superficie per i serbatoi	La superficie è funzione della dimensione dell'area disponibile e della quantità di GNL da stoccare all'interno dei serbatoi. In caso di realizzazione di più serbatoi di piccole dimensioni, come ad esempio serbatoi che variano tra 1.000 mc e 1.500 mc, l'ingombro in pianta di ciascun serbatoio è pari a circa 60-100 mq. Questi valori sono indicativi e in caso di realizzazione di più serbatoi (come ad esempio 10), il valore totale è da raddoppiare vista la distanza da mantenere e lo spazio di cui necessitano tutti gli impianti aggiuntivi e i collegamenti necessari.
Superfici per il rifornimento dei mezzi	Per la creazione di zone dedicate al rifornimento dei mezzi stradali, è da prevedere una superficie pari a circa 1/10 di quella totale. Il rapporto indicato non è però da considerarsi fisso, ma è in funzione della conformazione generale dell'area che può portare a una modifica del rapporto.
Superfici accessorie	Per la realizzazione delle aree aggiuntive, si pone la necessità di garantire le distanze di sicurezza tra i componenti che possono portare a una maggiore occupazione del suolo.
Accosti	Gli accosti devono essere dimensionati in funzione della nave di progetto. Identificata la dimensione della nave di progetto, sarà possibile identificare la lunghezza dell'accosto (grazie alla lunghezza della nave) e il fondale minimo necessari all'attracco (grazie al pescaggio a pieno carico). In caso di dimensione maggiore della banchina a disposizione si possono prevedere più accosti.
Collegamenti stradali	I collegamenti stradali sono diretta conseguenza dell'analisi dei flussi generati dalla realizzazione di una stazione di rifornimento per i mezzi su ruota. L'incremento del traffico che si genera deve essere

	recepito dalla viabilità presente, senza la creazione di file o altri problemi di tipo logistico e di sicurezza. L'area per il rifornimento dei mezzi deve essere facilmente accessibile dalla viabilità ordinaria e, se l'area si affaccia su una strada molto frequentata, è da valutare se sia funzionale (e a vantaggio della sicurezza) un ingresso dedicato ai mezzi stradali differenziato.
Collegamenti via mare	I collegamenti via mare seguono l'analisi dei flussi generati e devono tenere di conto della profondità dei fondali a disposizione per le <i>LNG tanker</i> di progetto.

Tabella 50 Caratteristiche tecniche

## 8 Elementi di valutazione dei siti potenziali

### 8.1 Approcci Teorici per le procedure di Impatto Ambientale

I depositi costieri di GNL comportano l'emissione di inquinanti in atmosfera dovuta prevalentemente al traffico **marittimo**, determinato dalle navi metaniere in arrivo per lo scarico di GNL, dalle bettoline adibite alla distribuzione via mare e dai relativi rimorchiatori di supporto, e **terrestre**, causato dalle autocisterne per la distribuzione del GNL via terra. I progetti di realizzazione di depositi costieri di GNL determinano inoltre un'occupazione di suolo e un'occupazione dello specchio acqueo connessa alle operazioni di manovra ed accosto dei mezzi navali.

Con riferimento alle altre componenti ambientali potenzialmente interessate dai progetti di depositi costieri di GNL, è da porre attenzione a:

- prelievi idrici, generalmente connessi agli aspetti igienico sanitari;
- scarichi e trattamento di acque industriali delle acque di prima pioggia;
- emissioni sonore;
- l'eventuale interessamento di aree naturali protette;
- inserimento paesaggistico.

#### 8.1.1 Aria

Gli impatti sulla qualità dell'aria devono essere analizzati sia in fase di cantiere che in fase operativa

Gli impatti sulla qualità dell'aria in **fase di cantiere** sono associati a:

- emissioni di inquinanti gassosi in atmosfera prodotti dai motori dei mezzi di cantiere terrestri e marittimi;
- emissioni di polveri in atmosfera da movimenti terra, durante scavi e riporti per la preparazione delle aree e per la realizzazione delle fondazioni delle strutture e delle opere civili, demolizione di opere, transito su strada non asfaltata (piste di cantiere);
- emissioni in atmosfera connesse al traffico indotto.

Le mitigazioni concernenti le emissioni da traffico indotto prevedono:

- la definizione del percorso dei mezzi pesanti su gomma al fine di evitare, ove possibile, il transito nelle aree dell'edificato urbano;
- la limitazione del traffico dei mezzi pesanti al periodo strettamente necessario per l'approvvigionamento del materiale di cava e del conferimento a discarica del materiale e durante orari lavorativi.

Per contenere il più possibile la produzione di polveri e quindi minimizzare i possibili disturbi, è possibile adottare, ove necessario, idonee misure a carattere operativo e gestionale, quali:

- bagnature delle gomme degli automezzi;
- umidificazione del terreno nelle aree di cantiere e dei cumuli di inerti per impedire il sollevamento delle polveri;
- riduzione della velocità di transito dei mezzi.

Anche per quanto riguarda l'utilizzo di mezzi marittimi, è opportuno pianificare le attività in maniera tale da ottimizzare le tempistiche, così da ridurre al minimo necessario la generazione di emissioni di inquinanti in atmosfera.

Per quanto riguarda l'impatto sulla componente atmosfera in **fase di esercizio** è opportuno considerare:

- il bilancio emissivo dell'intervento a livello locale, esaminando le emissioni di nuova attivazione e le mancate emissioni indotte dall'attuazione del progetto con riferimento agli inquinanti con effetti locali (in particolare NO<sub>x</sub>, polveri e SO<sub>x</sub>);
- l'impatto sulla qualità dell'aria a livello locale, valutato mediante l'applicazione di un modello diffusionale;
- il bilancio emissivo dell'intervento relativo all'emissione di gas climalteranti, studiando sia le emissioni di nuova attivazione che le mancate emissioni indotte dall'attuazione del progetto.



Le emissioni in atmosfera di nuova introduzione possono essere valutate partendo dalle:

- emissioni da navi gasiere in entrata e uscita dal deposito, nonché in fase di scarico del GNL;
- emissioni dei rimorchiatori impiegati nelle operazioni di attracco delle gasiere;
- emissioni dei motori a combustione interna (se previsti in impianto per la produzione di energia elettrica);
- emissioni degli automezzi di distribuzione del GNL che vengono caricati presso l'impianto e conferiscono in GNL ad impianti di distribuzione per autotrazione;
- emissioni delle bettoline che vengono impiegate per il rifornimento delle navi.

Le mitigazioni si possono attuare attraverso le seguenti misure:

- evitare di tenere inutilmente accesi i motori di mezzi e macchinari;
- pianificare le attività in modo da ottimizzare le tempistiche per ridurre al minimo necessario la generazione di emissioni di inquinanti in atmosfera;
- rispondenza dei mezzi alle più stringenti normative vigenti in merito alle emissioni in atmosfera;
- adeguata manutenzione dei mezzi.

### 8.1.2 Acque

Le interazioni tra il progetto e la componente ambiente idrico sono dovute a:

- prelievi idrici per le necessità del cantiere (bagnature aree di cantiere, usi civili...);
- scarico e trattamento di effluente liquidi (reflui civili, acque usate nel processo di gestione del serbatoio e delle condotte, acque di prima pioggia);
- modifica del drenaggio superficiale;
- alterazione delle caratteristiche di qualità delle acque marine durante i lavori di realizzazione delle opere marittime (di difesa e banchine/approdi);
- occupazione/limitazione d'uso degli specchi acquei;
- interazione con i flussi idrici sotterranei;
- potenziali spillamenti/spandimenti dai mezzi utilizzati per la costruzione.

Allo scopo di ridurre al minimo il consumo dell'acqua è possibile prevedere degli accorgimenti come ad esempio limitare la bagnatura delle aree di cantiere solo alle situazioni di assoluta necessità, o predisporre un sistema di riutilizzo della risorsa idrica.

Per minimizzare le interferenze con l'assetto idraulico del territorio è opportuno ridurre al minimo le aree di scavo ed eseguire al meglio le operazioni di scavo. Le interferenze sulla circolazione idrica sotterranea sono da ricollegarsi in generale alle opere di fondazione degli edifici e delle opere minori oltretutto all'infissione dei pali di fondazione per i serbatoi GNL.

Tra le misure di mitigazione del rischio di spillamenti e spandimenti da mezzi e macchinari dovuti a eventi accidentali, specie nelle fasi di rifornimento e durante le operazioni di manutenzione, vi sono:

- l'accorgimento di effettuare le operazioni di manutenzione dei mezzi nella sede logistica dell'appaltatore;
- la perizia di effettuare gli interventi di manutenzione straordinaria in aree appositamente dedicate e progettate (su superfici piane dotate di teli impermeabili di adeguato spessore);
- l'attenzione posta ad eseguire il rifornimento dei mezzi operativi nell'ambito delle aree di cantiere tramite piccoli autocarri dotati di serbatoi e attrezzature necessarie ad evitare sversamenti e comunque lontano da ambienti ecologicamente sensibili;
- controllo periodico dei circuiti oleodinamici delle macchine.

Inoltre, gli impatti sulle componenti ambientali suddette possono essere evitate attraverso le seguenti misure:

- provvedendo alla compattazione delle aree di cantiere prima degli scavi per limitarne la velocità di filtrazione;
- cercando di evitare che i mezzi di lavoro transitino su suoli rimossi o da rimuovere;
- effettuando la rimozione e lo smaltimento dei terreni contaminati secondo le modalità previste dalla normativa vigente e provvedendo alla loro sostituzione con materiali aventi le stesse caratteristiche;
- predisponendo un piano per la gestione delle emergenze in caso di sversamenti di sostanze contaminanti/inquinanti;
- pavimentando le aree potenzialmente contaminabili da sversamenti accidentali e, ove necessario, prevedere adeguati bacini di contenimento.

### 8.1.3 Suolo e sottosuolo

In generale, l'esecuzione di qualsiasi opera modifica le caratteristiche del suolo e del sottosuolo su cui si trova.

I principali impatti sulla componente suolo e sottosuolo in fase di cantiere sono rappresentati da:

- gestione terre e rocce da scavo e rifiuti;
- occupazione/limitazioni d'uso di suolo;
- occupazione/limitazione di utilizzo degli specchi acquei.

Inoltre, i principali consumi di risorse sono relativi a:

- materiali da costruzione (calcestruzzo, carpenterie metalliche, ecc.);
- acciaio (realizzazione condotte e serbatoi);
- vernici, materiali isolanti e prodotti chimici vari.

I rifiuti prodotti durante l'attività di cantiere dovranno essere suddivisi per categorie distinte in base agli appositi codici CER e stoccati temporaneamente in aree di deposito per categoria.

Si possono ipotizzare le seguenti categorie di rifiuti:

- rifiuti da demolizione (porre attenzione all'eventuale presenza di manufatti contenenti amianto);
- residui latero cementizi delle opere di costruzione;
- residui cartacei, plastici e legnosi provenienti da imballaggi;
- residui metallici;
- rifiuti liquidi legati ad usi civili;
- residui di materiali plastici e isolanti;
- oli ed oli esausti.

Le misure di mitigazione ipotizzabili per tali aspetti sono le seguenti:

- reimpiego, per quanto possibile, dei materiali provenienti dalle movimentazioni di terre all'interno del cantiere;

- minimizzazione della produzione di rifiuti;
- delimitazione delle aree di stoccaggio temporaneo sia dei materiali provenienti dalle operazioni di scavo che derivanti dalla produzione di rifiuti;
- identificazione, attraverso apposita cartellonistica, dei materiali presenti nei depositi temporanei e dei relativi rischi associati.

Gli impatti sulla componente per la **fase di esercizio** possono essere:

- consumi di materie prime e produzione di rifiuti (da attività di processo e attività di tipo civile);
- potenziale contaminazione del suolo per effetto di spillamenti/spandimenti in fase di esercizio;
- occupazione/limitazioni d'uso di suolo per la presenza degli impianti;
- limitazioni dello specchio acqueo per l'esercizio degli accosti.

Le misure di mitigazione ipotizzabili sono le seguenti:

- raccolta differenziata dei rifiuti;
- localizzazione del deposito in aree non utilizzate e comunque a vocazione portuale e produttiva o all'interno di installazioni industriali esistenti e/o dismesse;
- progettazione degli impianti mirata al contenimento degli spazi da utilizzare sia temporaneamente sia per l'intera vita utile delle opere;
- predisposizione di un piano per la gestione delle emergenze in caso di sversamenti di sostanze contaminanti/inquinanti;
- pavimentare le aree potenzialmente contaminabili da sversamenti accidentali e, ove necessario, prevedere adeguati bacini di contenimento.

#### 8.1.4 Rumore

Durante le attività di costruzione le emissioni acustiche deriveranno dal funzionamento di macchinari impiegati per le **attività di cantiere** e per il trasporto di materiali.

Mitigazioni concernenti la minimizzazione dell'impatto legato al rumore durante la realizzazione delle opere a progetto sono le seguenti:

- posizionamento delle sorgenti di rumore in una zona defilata rispetto ai recettori, compatibilmente con le necessità di cantiere;
- mantenimento in buono stato dei macchinari potenzialmente rumorosi;
- sviluppo principalmente nelle ore diurne delle attività di costruzione;
- controllo delle velocità di transito dei mezzi;
- a tutela dei recettori potenziali, prima dell'inizio delle attività è auspicabile provvedere alla ricognizione dello stato degli edifici più prossimi al sito, al fine di poter valutare se, al termine delle stesse, si siano verificate modifiche al quadro fessurativo degli immobili.

Mitigazioni concernenti il traffico indotto:

- è auspicabile definire il percorso dei mezzi pesanti al fine di evitare, ove possibile, il transito nelle aree dell'edificato urbano;
- limitare il traffico dei mezzi pesanti al periodo necessario per l'approvvigionamento del materiale di cava e del conferimento a discarica del materiale.

Gli impatti sulla componente in **fase di esercizio** possono consistere in:

- emissioni sonore da macchinari degli impianti;
- emissioni sonore connesse al traffico indotto (terrestre e marittimo).

### 8.1.5 Flora, fauna ed ecosistemi

Durante la **fase di cantiere** gli impatti negativi possono consistere essenzialmente in:

- disturbi a fauna e vegetazione terrestre a seguito dell'alterazione delle caratteristiche di qualità dell'aria dovuta ad emissioni di inquinanti e di polveri;
- disturbi alla fauna terrestre dovuti ad emissioni sonore;
- disturbi a specie e habitat marini a seguito della modifica dello stato della qualità delle acque per risospensione di sedimenti durante la realizzazione delle opere marittime;
- disturbi alla fauna marina connessi alla generazione di rumore sottomarino.

Le possibili mitigazioni attuabili sono quelle già proposte per i rispettivi aspetti trattati nei paragrafi precedenti.

Per la **fase di esercizio** si possono individuare i seguenti potenziali impatti sulla componente, ancorché di bassa significatività per le opere localizzate in aree portuali:

- traffico indotto;
- consumo del suolo;
- scarichi idrici;
- emissioni in atmosfera;
- rumore.

### 8.1.6 Paesaggio

Durante la fase di costruzione si possono verificare impatti sul paesaggio imputabili essenzialmente alla presenza delle strutture del cantiere, a terra e a mare, alla presenza delle macchine e dei mezzi di lavoro e agli stoccaggi di materiali e ai movimenti terra.

Misure di mitigazione degli impatti legati alla **fase di cantiere**:

- mantenimento delle aree di cantiere in condizioni di ordine e pulizia;
- ripristino a fine lavori dei luoghi e delle aree alterate in fase di cantiere.

Le interazioni con gli aspetti paesaggistici legati alla **fase di esercizio** possono essere:

- presenza fisica degli impianti e delle strutture;
- presenza fisica di navi;
- emissioni luminose.

## 8.2 Una metodologia per la valutazione dei benefici ambientali

Nel presente paragrafo viene illustrata una metodologia per la valutazione dei benefici ambientali, legati alla transizione dagli scenari di consumi e mix energetici attuali verso un più diffuso utilizzo del Gas Liquefatto Naturale (GNL) come combustibile.

I consumi di energia possono essere divisi nei seguenti settori:

- Residenziale;
- Terziario;



- Industriale;
- Trasporti marini;
- Trasporti terrestri;
- Produzione termoelettrica su larga scala.

Gli inquinanti, considerati comunemente in letteratura come quelli più significativi per un confronto in termini di benefici ambientali sono i seguenti:

- Monossido di carbonio (CO);
- Biossido di carbonio (CO<sub>2</sub>);
- Ossidi di zolfo (SO<sub>x</sub>);
- Ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>);
- Polveri sottili (PM<sub>10</sub> e PM<sub>2.5</sub>).

I dati di consumo energetico devono essere aggregati per settore, su scala annuale, e suddivisi in base al tipo di combustibile con cui tale fabbisogno è soddisfatto. In questo modo, è possibile aggregare in modo sufficientemente esaustivo i consumi energetici di una data area mantenendo un grado di dettaglio tale da permettere l'analisi in termini di "potenzialità" del GNL per i vari settori facendo anche delle ipotesi sul possibile passaggio verso il GNL per quello specifico settore.

Ad esempio nell'ambito residenziale, difficilmente chi utilizza un nuovo impianto pompa di calore elettrica deciderà di convertirsi all'uso del GNL. Viceversa, chi ancora utilizza impianti a gasolio, potrà trovare nel gas naturale una valida alternativa.

L'analisi dei benefici ambientali si basa sulla valutazione dell'impatto ambientale (in termini di produzione di sostanza inquinante annua espressa in tonnellate) per ogni singolo settore considerato, utilizzando dei *fattori di emissione* specifici per ogni sostanza.

Di seguito sono elencati i principali effetti avversi propri delle sostanze inquinanti analizzate.

### 8.2.1 Monossido di Carbonio (CO)

Il monossido di carbonio è un gas incolore, inodore e insapore, leggermente meno denso dell'aria. Se presente in concentrazioni superiori a circa 35 ppm risulta altamente tossico per gli organismi che usano l'emoglobina per trasportare l'ossigeno all'interno dell'organismo. Infatti, il monossido di carbonio è considerato un'emotossina, perché legandosi saldamente allo ione ferro dell'emoglobina ostacola il trasporto di ossigeno nel sangue.

Il monossido di carbonio è prodotto in tutti i processi di combustione che avvengono in difetto di aria: la scarsità di ossigeno impedisce la completa ossidazione di tutte le molecole di combustibile, originando quindi monossido di carbonio. Anche una messa a punto non ottimale dell'apparato di combustione può aumentare la generazione di CO, ad esempio se nella camera di combustione di formano zone a bassa concentrazione di ossigeno dovute a miscelazione poco efficace. La parziale ossidazione implica che è ancora possibile bruciare il monossido di carbonio, il quale può essere considerato come una perdita in termini energetici, con effetto negativo per la efficienza del sistema che lo ha generato.

### **8.2.2 Biossido di Carbonio (CO<sub>2</sub>)**

Il biossido di carbonio è un gas inerte che non ha effetti diretti sulla salute, ma che può diventare pericoloso se le concentrazioni in aria diventano troppo alte, in quanto pone il rischio di soffocamento. È un gas normalmente prodotto dalle attività di respirazione cellulare e di combustione. La dannosità di questo gas è insita nelle quantità prodotte da una moltitudine di attività antropiche e naturali, ed è considerato come uno delle principali cause del cambiamento climatico mondiale.

### **8.2.3 Ossidi di Zolfo (SO<sub>x</sub>)**

Gli ossidi di zolfo comprendono l'anidride solforosa (SO<sub>2</sub>) e l'anidride solforica (SO<sub>3</sub>), le cui caratteristiche sono l'assenza di colore, l'odore acre e pungente e l'elevata reattività a contatto con l'acqua. Essi sono genericamente indicati come SO<sub>x</sub>.

Si originano dai processi di combustione, qualora il combustibile contenga zolfo all'interno della sua composizione chimica (come, ad esempio, certi tipi di carbone o di derivati pesanti del petrolio). Usare combustibili naturalmente poveri di zolfo (come il gas naturale) riduce fortemente la produzione di ossidi di zolfo, arrivando alla totale eliminazione qualora il combustibile non contenga zolfo. Gli effetti tossici degli ossidi di zolfo (SO<sub>x</sub>) si manifestano perché questi composti possono raggiungere le vie aeree periferiche e gli alveoli, e diventare importanti nel determinare affezioni respiratorie profonde. Inoltre, questi composti sono pericolosi per l'ambiente, in quanto sono all'origine della formazione di acido solforico, quando entrano a contatto con acqua. In passato si sono osservati fenomeni di piogge acide, dovute alla formazione di grandi quantità di acido solforico in atmosfera, in seguito ad alte concentrazioni di ossidi di zolfo.

### **8.2.4 Ossidi di Azoto (NO<sub>x</sub>)**

Gli ossidi di azoto comprendono diversi composti che si originano dai processi di combustione. Comunemente, col termine NO<sub>x</sub>, vengono indicati i due più importanti composti a livello di inquinamento atmosferico, ossia l'ossido di azoto, NO, e il biossido di azoto, NO<sub>2</sub>.

I processi che sono alla base della formazione di queste sostanze dipendono fortemente dalle temperature a cui avviene la combustione, e dalla presenza di azoto sia nell'aria comburente sia nel combustibile (ad esempio le biomasse). Si stima che la fonte più

importante nella produzione di NOx sia il traffico veicolare, con particolare riferimento ai motori diesel.

Gli ossidi di azoto hanno effetti sulla salute simili a quelli provocati dagli ossidi di zolfo, con effetti avversi principalmente sull'apparato respiratorio, a tutti i suoi livelli.

Gli effetti sull'ambiente, invece, sono legati alla formazione di smog fotochimico, inclusa la produzione in atmosfera di ozono (O<sub>3</sub>). Come per gli ossidi di zolfo, si possono formare composti acidi (acido nitrico) in presenza di acqua, i quali finiscono per ricadere sulla superficie terrestre sotto forma di precipitazione. In caso di esposizione prolungata a fenomeni di questo tipo, si possono riscontrare danni all'apparato fogliare e ai tessuti vegetali esposti.

### **8.2.5 Polveri sottili (PM10 e PM2.5).**

Il particolato comprende moltissime sostanze, sia solide che liquide, che si trovano in sospensione in atmosfera. La natura di queste sostanze può essere molto varia, sia naturale che artificiale. Il riferimento alla dimensione della particella determina la nomenclatura specifica: PM10 indica particelle il cui diametro sia uguale o inferiore ai 10 nanometri, analogamente PM2.5 indica particelle il cui diametro sia inferiore ai 2.5 nanometri.

Con riferimento a queste due categorie, esistono moltissimi meccanismi di produzione di particolato, che includono la combustione (ad es. veicoli a motore, impianti di produzione di energia) e l'usura di materiali (ad es. consumo di pneumatici, freni ed asfalto). La produzione durante la combustione dipende dalla qualità del processo e dalle caratteristiche del combustibile: ad esempio nei motori diesel, la bassa volatilità del gasolio causa una combustione incompleta delle micro-goccioline di combustibile iniettate all'interno dei cilindri, con conseguente produzione di incombusti dalle dimensioni molto ridotte.

La pericolosità di queste sostanze è direttamente legata alla loro composizione e dimensione, infatti riescono a superare le barriere cellulari degli alveoli polmonari, entrando, potenzialmente, fin nel flusso sanguigno. Oltre ad aumentare l'incidenza di malattie respiratorie, come bronchiti, possono anche aumentare l'insorgenza di tumori alle vie respiratorie.

Sull'ambiente, la presenza di alte concentrazioni di particolato può portare ad effetti simili a quelli elencati per gli ossidi di azoto e zolfo, inoltre il pulviscolo ha effetti nella propagazione e nell'assorbimento delle radiazioni solari, sulla visibilità atmosferica e nei processi di condensazione del vapore acqueo (favorendo smog e nebbie).

### 8.2.6 Consumi finali di energia

Il punto di partenza fondamentale per una analisi di questo genere consiste nel raccogliere i dati relativi al consumo finale di energia per la zona in esame. Di solito queste informazioni sono rese disponibili dai gestori delle risorse energetiche, da enti pubblici o dalle amministrazioni locali stesse.

Questi dati sono di fondamentali per poter definire la situazione attuale, ossia sono in grado di fornire tutte le informazioni per poter caratterizzare i profili di fabbisogno energetico dei settori considerati.

Tanto più l'analisi deve essere dettagliata, quanto più i dati devono essere disaggregati e specifici per quello specifico settore. In particolare, è necessario conoscere il mix di combustibili che sono impiegati per soddisfare la domanda di energia primaria specifica del settore considerato. Questo è molto importante per poter definire a priori quali dati siano successivamente necessari per poter proseguire l'analisi (caratteristiche dei combustibili, inquinanti, fattori di emissione).

### 8.2.7 Fattori di Emissione

Il secondo elemento chiave per la corretta impostazione metodologica della presente analisi è l'individuazione dei fattori di emissione. In generale, i fattori di emissione sono considerati come dei coefficienti che, moltiplicati per un valore che esprima o la quantità di energia o la quantità di combustibile considerata, permettono di ottenere una stima della sostanza inquinante liberata in ambiente a seguito del processo considerato.

Da ciò si può dedurre che i fattori di emissione sono molto specifici, devono essere quindi scelti tenendo conto:

- della sostanza inquinante considerata;
- del processo o attività che originano la sostanza influenzano il fattore di emissione (ad. esempio combustione, produzione metallurgica);
- della tecnologia utilizzata nel processo/trasformazione che origina l'inquinante va considerata (ad. esempio, per la combustione, turbina a gas e caldaia).

Naturalmente questo approccio così dettagliato non sempre è applicabile, soprattutto in caso di analisi su larga scala.

I fattori di emissione possono essere ricavati dal database "EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2019"<sup>36</sup> che fornisce i valori dei fattori di emissione per moltissimi settori (civile, industriale, mineraria, chimica, dei trasporti ecc.) nonché per

---

<sup>36</sup> Disponibile online: <https://www.eea.europa.eu/publications/emep-eea-guidebook-2019>

moltissime sostanze inquinanti (monossido di carbonio, ossidi di zolfo e azoto, VOC, metalli pesanti, particolato, e molte altre). Il database fornisce inoltre diversi livelli di dettaglio e specificità crescente per la determinazione dei fattori di emissione, denominati TIER 1, TIER 2, TIER3. Di seguito si riporta la definizione di suddette categorie, così come definite sull'handbook 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

Tabella 51:- Categorie di Combustibile per il calcolo dei fattori di emissione TIER 1 - EMEP/EEA Handbook

L'approccio TIER 1 raggruppa i combustibili in macro-categorie che permettono una più facile aggregazione dei fattori di emissione.

Nel caso in cui si debbano considerare tecnologie specifiche, o sistemi di abbattimento particolari, è necessario riferirsi a fattori di abbattimento di TIER 2 o 3.

Per quanto riguarda i fattori di emissione del settore marino ci si può riferire alla direttiva IMO del 2014 (*"Guidelines on the method of calculation of the attained Energy Efficiency Index (EEDI) for new ships - Resolution MEPC 245 (66), 2014*).

Nella Tabella 52 sono riportati i fattori di emissione riportati nelle diverse pubblicazioni sopracitate.

Da notare che le unità di misura sono differenti a seconda dei casi considerati.

<b>Residenziale + Terziario</b> - Fonti: EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2019 - Fattori di emissione per la produzione ed il consumo di energia elettrica in Italia (ISPRA) 2019						
Settore EMEP/EEA	TIER - Fonte	Categoria Combustibile TIER 1	Combustibile	Sostanza	Valore EF	UM
Residential plants	Tier 2 emission factor	Gas Oil	Gasolio	PM10	1.5	g/GJ
Residential plants	Tier 2 emission factor	Gas Oil	Gasolio	PM2.5	1.5	g/GJ
Residential plants	Tier 2 emission factor	Gas Oil	Gasolio	NOx	69	g/GJ
Residential plants	Tier 2 emission factor	Gas Oil	Gasolio	SOx	79	g/GJ
Residential plants	Tier 2 emission factor	Gas Oil	Gasolio	CO	3.7	g/GJ
NA	ISPRA	Gas Oil	Gasolio	CO2	730.5	g CO2/ kWh
Residential plants	Tier 1 emission factor	Gaseous Fuels	GPL	PM10	1.2	g/GJ
Residential plants	Tier 1 emission factor	Gaseous Fuels	GPL	PM2.5	1.2	g/GJ
Residential plants	Tier 1 emission factor	Gaseous Fuels	GPL	NOx	51	g/GJ
Residential plants	Tier 1 emission factor	Gaseous Fuels	GPL	SOx	0.3	g/GJ
Residential plants	Tier 1 emission factor	Gaseous Fuels	GPL	CO	26	g/GJ
NA	ISPRA	Gaseous Fuels	GPL	CO2	392.5	g CO2/ kWh
Residential plants	Tier 2 emission factor	Natural Gas	NLG	PM2.5	0.2	g/GJ
Residential plants	Tier 2 emission factor	Natural Gas	NLG	PM10	0.2	g/GJ
Residential plants	Tier 2 emission factor	Natural Gas	NLG	NOx	42	g/GJ
Residential plants	Tier 2 emission factor	Natural Gas	NLG	SOx	0.3	g/GJ
Residential plants	Tier 2 emission factor	Natural Gas	NLG	CO	22	g/GJ
NA	ISPRA	Natural Gas	NLG	CO2	367.5	g CO2/ kWh
<b>Industriale</b> - Fonti: EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2019 - Fattori di emissione per la produzione ed il consumo di energia elettrica in Italia (ISPRA) 2019						
Public electricity and heat production	Tier 1 emission factor	Heavy Fuel Oil	Coke da petrolio	PM2.5	19.3	g/GJ



Public electricity and heat production	Tier 1 emission factor	Heavy Fuel Oil	Coke da petrolio	PM10	25.2	g/GJ
Public electricity and heat production	Tier 1 emission factor	Heavy Fuel Oil	Coke da petrolio	NOx	142	g/GJ
Public electricity and heat production	Tier 1 emission factor	Heavy Fuel Oil	Coke da petrolio	SOx	495	g/GJ
Public electricity and heat production	Tier 1 emission factor	Heavy Fuel Oil	Coke da petrolio	CO	5	g/GJ
NA	ISPRA	Heavy Fuel Oil	Coke da petrolio	CO2	755.4	g CO2/ kWh
Public electricity and heat production	Tier 1 emission factor	Gas oil	Olio comb	PM2.5	0.8	g/GJ
Public electricity and heat production	Tier 1 emission factor	Gas oil	Olio comb	PM10	3.2	g/GJ
Public electricity and heat production	Tier 1 emission factor	Gas oil	Olio comb	NOx	65	g/GJ
Public electricity and heat production	Tier 1 emission factor	Gas oil	Olio comb	SOx	46.5	g/GJ
Public electricity and heat production	Tier 1 emission factor	Gas oil	Olio comb	CO	16.2	g/GJ
NA	ISPRA	Gas oil	Olio comb	CO2	770.5	g CO2/ kWh
Public electricity and heat production	Tier 1 emission factor	Gaseous fuels	GPL	PM2.5	0.89	g/GJ
Public electricity and heat production	Tier 1 emission factor	Gaseous fuels	GPL	PM10	0.89	g/GJ
Public electricity and heat production	Tier 1 emission factor	Gaseous fuels	GPL	NOx	89	g/GJ
Public electricity and heat production	Tier 1 emission factor	Gaseous fuels	GPL	SOx	0.281	g/GJ
Public electricity and heat production	Tier 1 emission factor	Gaseous fuels	GPL	CO	39.3	g/GJ
NA	ISPRA	Gaseous fuels	GPL	CO2	392.5	g CO2/ kWh
Public electricity and heat production	Tier 2 emission factor	Gaseous Fuels	NLG	PM2.5	0.2	g/GJ
Public electricity and heat production	Tier 2 emission factor	Gaseous Fuels	NLG	PM10	0.2	g/GJ
Public electricity and heat production	Tier 2 emission factor	Gaseous Fuels	NLG	NOx	153	g/GJ
Public electricity and heat production	Tier 2 emission factor	Gaseous Fuels	NLG	SOx	0.281	g/GJ
Public electricity and heat production	Tier 2 emission factor	Gaseous Fuels	NLG	CO	4.8	g/GJ
NA	ISPRA	Gaseous Fuels	NLG	CO2	350.3	g CO2/ kWh

<b>Trasporto Marino</b> - Fonti: EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2019 - IMO Resolution MEPC 245 (66) 2014 'Guidelines on the method of calculation of the attained Energy Efficiency Index (EEDI) for new ships' - Physical Characteristics of Particle Emissions from a Medium Speed Ship Engine Fueled with Natural Gas and Low-Sulfur Liquid Fuels						
National navigation	Tier 1 emission factor	Marine diesel oil/marine gas oil (MDO/MGO)	MDO/MGO	PM2.5	1.4	kg/tonne fuel
National navigation	Tier 1 emission factor	Marine diesel oil/marine gas oil (MDO/MGO)	MDO/MGO	PM10	1.5	kg/tonne fuel
National navigation	Tier 1 emission factor	Marine diesel oil/marine gas oil (MDO/MGO)	MDO/MGO	NOx	78.5	kg/tonne fuel
National navigation	Tier 1 emission factor	Marine diesel oil/marine gas oil (MDO/MGO)	MDO/MGO	SOx	20	kg/tonne fuel
National navigation	Tier 1 emission factor	Marine diesel oil/marine gas oil (MDO/MGO)	MDO/MGO	CO	7.4	kg/tonne fuel
NA	IMO	Marine gas oil	MGO	CO2	3.1	tCO2/t fuel
NA	IMO	Marine diesel oil	MDO	CO2	3.2	tCO2/t fuel
NA	Litterature	Natural Gas	LNG	PM2.5	0.14	kg/tonne fuel
NA	Litterature	Natural Gas	LNG	PM10	0.15	kg/tonne fuel
NA	Litterature	Natural Gas	LNG	NOx	31.4	kg/tonne fuel
NA	Litterature	Natural Gas	LNG	SOx	2	kg/tonne fuel
NA	Litterature	Natural Gas	LNG	CO	NA	kg/tonne fuel
NA	Litterature	Natural Gas	LNG	CO2	2.5	tCO2/t fuel

Tabella 52: Fattori di emissione impiegati, suddivisi per settore ed inquinante

### 8.2.8 Calcolo delle Emissioni

La stima delle emissioni andrà fatta suddividendo il calcolo in base al settore considerato, al combustibile impiegato ed alla sostanza inquinante analizzata.

Il calcolo del totale annuo in massa per il singolo inquinante può essere riassunto dalla Equazione (1):

$$M_{inquinante,anno} = FE_{inquinante} \cdot C_{energia,anno}(1)$$

Dove:

- $M_{inquinante,anno}$  indica la quantità di inquinante immessa in atmosfera in un anno [ton, Mton];
- $FE_{inquinante}$  è il fattore di emissione per l'inquinante considerato [g/GJ, g/kWh];
- $C_{energia,anno}$  è il consumo di energia annuo derivante dal combustibile in esame [GJ, kWh].

In alcuni casi il fattore di emissione è espresso come rapporto tra masse (ad es kg/ton<sub>combustibile</sub>): in questo caso,  $FE_{inquinante}$  verrà moltiplicato per la massa totale di combustibile impiegata annualmente, per cui è necessario considerare il Potere Calorifico Inferiore (PCI) del combustibile in esame.

In Tabella 53 si riportano i PCI per ogni tipologia di combustibile.

PCI		
Gasolio (Diesel)	42.6	MJ/kg
Coke da petrolio (Petroleum Coke)	29.5	MJ/kg
Olio Comb (Gas Oil)	42.8	MJ/kg
GPL (LPG)	45.5	MJ/kg
Gasolio Marino (MGO-MDO)	42.8	MJ/kg
Benzina (Gasoline)	43.4	MJ/kg
LNG	48.6	MJ/kg

Tabella 53: Potere Calorifico Inferiore per ogni combustibile analizzato

## 9 Contenuti dei Piani di approvvigionamento e distribuzione del GNL

Nell'ambito del piano di valorizzazione del GNL come combustibile finalizzato al miglioramento della sostenibilità delle attività portuali e alla riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>, il progetto SIGNAL ha individuato tre tipologie di Piani:

1. Piano di approvvigionamento del GNL via mare
2. Piano di localizzazione dei siti di stoccaggio del GNL
3. Piano di distribuzione del GNL

I contenuti di tali piani seguono un tradizionale processo di pianificazione che può essere sintetizzato in 5 fasi

1. analisi dello stato attuale in termini di domanda e offerta;
2. definizione degli obiettivi e delle strategie;
3. analisi dei vincoli;
4. definizione delle alternative di piano e stima degli effetti attesi;
5. scelta degli interventi di piano.

A seconda della scala di studio e sulla base del quadro di riferimento sovraordinato e degli obiettivi specifici di ogni singolo piano, i contenuti specifici presentano differenti contenuti che rimangono tuttavia inquadrati nella struttura sopra richiamata.

Di seguito si sintetizzano i contenuti minimi che dovrebbero far parte di ciascuna delle tre tipologie di Piani e che sono stati elaborati nell'ambito dell'area di studio del progetto SIGNAL a cui si può fare riferimento per l'applicazione in altri contesti.

Ognuno di essi ha fatto riferimento ad un quadro di natura sovraregionale, di normative e convenzioni internazionali, di strategie e politiche europee, di domanda di combustibile e di caratteristiche tecnologiche ed infrastrutturali per lo stoccaggio e il trasporto del GNL che sono state descritte nelle presenti Linee Guida e alle quali possono altrettanto fare riferimento i Piani da realizzare in altri contesti europei.

### 9.1 Piano di approvvigionamento del GNL via mare

Il "Piano di approvvigionamento del GNL via mare" ha l'obiettivo di individuare un modello di ottimizzazione della rete di approvvigionamento e distribuzione marittima del GNL nei territori coinvolti.

In tal senso dovrà essere sviluppata un'analisi preliminare della domanda e delle principali condizioni dell'offerta, a livello attuale e prospettivo, nell'area interessata, nonché degli

sviluppi futuri previsti. Si dovrà definire, inoltre, la configurazione ottimale, di minimo costo, della rete marittima di approvvigionamento del GNL che consenta di esplorare e sfruttare le economie di scala generate da una gestione in chiave sistemica ed integrata dell'approvvigionamento del GNL tra i porti dell'area di studio. Si potrà stimare, infine, il potenziale beneficio ambientale in termini di riduzione delle emissioni inquinanti associate all'approvvigionamento di GNL.

Il Piano di approvvigionamento dovrà prevedere lo sviluppo dei seguenti contenuti:

- analisi della domanda attuale di GNL nell'ambito territoriale di riferimento;
- proiezione della domanda futura, marittima, portuale e terrestre e delle relative infrastrutture;
- analisi dell'offerta attuale ed autorizzata nell'ambito territoriale di riferimento
- elaborazione di un modello di analisi, valutazione e pianificazione della rete di trasporto marittimo per l'approvvigionamento del GNL;
- stima dei possibili benefici ambientali associati all'approvvigionamento di GNL;
- analisi dei possibili scenari futuri nelle regioni dell'ambito di riferimento.

## **9.2 Piano di localizzazione dei siti di stoccaggio del GNL**

Il "Piano di localizzazione dei siti di stoccaggio di GNL nei porti commerciali" ha la finalità di definire un piano condiviso ai fini della localizzazione di adeguati siti di stoccaggio e bunkering di GNL per i porti commerciali interessati dal progetto in coerenza con le direttive europee e normative nazionali riassunte nelle presenti Linee Guida.

Nell'individuazione delle aree potenziali nelle quali poter localizzare i siti di stoccaggio dovrà essere fatta un'attenta analisi degli strumenti di pianificazione e programmazione urbanistica ed energetica vigenti, sia a livello regionale che locale (ambito provinciale, comunale e portuale), dei regolamenti per lo stoccaggio e la movimentazione delle merci pericolose, dei vincoli per la tutela del patrimonio, dell'ambiente e del paesaggio oltreché, ovviamente, della convenienza tecnico-economica della realizzazione dei siti.

Di seguito si elencano alcuni dei contenuti facenti parte di un piano di localizzazione dei siti di stoccaggio

- analisi delle potenzialità dei relativi porti nel mercato del GNL;
- analisi degli strumenti di pianificazione e programmazione energetica ambientale Regionale
- analisi delle norme locali relative alla realizzazione degli impianti di stoccaggio

- analisi delle norme e dei documenti di pianificazione portuale:
  - il Documento di Pianificazione Energetica e Ambientale Portuale (DEASP);
  - il Piano Regolatore Portuale;
  - il Regolamento della Polizia Portuale (RPP).
- analisi del regolamento per il trasporto e la movimentazione delle Merci Pericolose (RLMD);
- acquisizione della classificazione delle aree di tutela del patrimonio storico ambientale e identitario;
- analisi delle relazioni con l'ambiente antropico;
- analisi delle relazioni con l'ambiente naturale;
- analisi dei vincoli ambientali, di insediamento e di progettazione;
- individuazione del sito o dei siti potenziali.

Data la diversità degli ambiti giurisdizionali che caratterizzano le aree che possono essere oggetto di Pianificazione, oltreché la diversa disponibilità e organizzazione dei database territoriali, i contenuti sopramenzionati potranno essere sviluppati in toto o in parte così come comprendere analisi integrative.

### 9.3 Piano di distribuzione del GNL

Il Piano di Distribuzione del GNL ha la finalità di stimare il fabbisogno di GNL nell'area di riferimento dei siti di stoccaggio al fine di dimensionare correttamente la rete infrastrutturale (reti gas, infrastrutture viarie e ferroviarie e nodi di interscambio) e minimizzare gli impatti da traffico con particolare riferimento alla distribuzione su gomma.

Il Piano deve quindi prevedere una serie di analisi legate alla domanda, all'offerta di trasporto e all'interazione domanda/offerta attuale e futura al fine di prevedere ex-ante gli effetti dei flussi e poter attuare le politiche gestione e governo degli effetti. In particolare la stima dei fabbisogni di domanda GNL dovrà indagare sui consumi di combustibili legati al trasporto (stradali, marittimi, fluviali e ferroviari) e quelli per i diversi settori (residenziale, industriale e del terziario) con orizzonte temporale di almeno 10 anni. Per l'analisi dei flussi su gomma e dei relativi impatti sulla mobilità, il Piano dovrà analizzare i diversi itinerari di collegamento tra i terminal di stoccaggio e le utenze potenziali anche attraverso l'ausilio di modelli di traffico in grado di rappresentare l'offerta, la domanda di trasporto e i relativi flussi (interazione domanda/offerta). Sempre con riferimento al fabbisogno stradale il piano dovrà dimensionare la rete dei distributori di GNL (quantità e localizzazione). Con riferimento al



settore marittimo, il Piano dovrà individuare gli itinerari per il rifornimento delle navi in rada nelle modalità via terra (autobotti o treni) e via mare (navi bunker e bettoline)

A completezza del Piano dovranno anche essere valutate le implicazioni in termini di sicurezza dell'autotrasporto e identificati itinerari a minor rischio.

Di seguito sono elencati i temi principali che dovranno essere trattati in un Piano di distribuzione del GNL:

- domanda di energia nell'area di studio per i settori del trasporto terrestre, marittimo e fluviale, e per le utenze domestiche, industriali e del terziario;
- capacità della rete di distribuzione;
- sistema di accessibilità territoriale;
- itinerari stradali, ferroviari e di distribuzione in rada;
- prospettive e stime dei fabbisogni energetici nel futuro;
- stime dei flussi di traffico;
- analisi della sicurezza nel trasporto;
- valutazione dei benefici ambientali.

I contenuti sopramenzionati potranno essere sviluppati in toto o in parte così come comprendere analisi integrative in relazione all'ambito interessato.